Kurzfassungsband

EnInnov2024

18. Symposium Energieinnovation

EUROPAS ENERGIEZUKUNFT
Sicher, leistbar, sauber!?

14.-16. Februar 2024 TU Graz, Österreich

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
OVE
oesterreichs energie.
WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz University of Technology

18. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

EUROPAS ENERGIEZUKUNFT

Sicher, leistbar, sauber!?

14. - 16. Februar 2024

TU Graz, Österreich

Veranstalter

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)

Mitveranstalter

Österreichischer Verband für Elektrotechnik

Oesterreichs E-Wirtschaft

World Energy Council Austria

Bildnachweis Fotos am Umschlag:
2. von links: Holding Graz
Mitte: Stadt Graz Tourismus
2. von rechts: IEE/TU Graz
Rechts: Verbund/Pressefotos

IMPRESSUM

Herausgeber
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TU Graz)
Inffeldgasse 18
A-8010 Graz

Redaktion
Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Mail: Bachhiesl@TUGraz.at,
Web: www.IEE.TUGraz.at, www.EnInnov.TUGraz.at

2025 Verlag der Technischen Universität Graz
www.tugraz-verlag.at

ISBN 978-3-99161-013-7
DOI 10.3217/978-3-99161-013-7

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International (CC BY 4.0) Lizenz. Diese CC-Lizenz gilt nicht für das Cover, Materialien von Dritten (anderen Quellen zugeschrieben) und anderweitig gekennzeichnete Inhalte.
https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de

Rahmen des Symposiums

Unsere Welt befindet sich im Wandel und vor allem Europa steht diesbezüglich vor enormen Herausforderungen. Im August 2023 wurden die Verhandlungen der BRICS-Staaten u.a. zur Einführung einer neuen goldbasierten Währung intensiviert und über 40 weitere Staaten der Welt haben ihr Interesse an einer Mitwirkung geäußert. Es ist aktuell noch schwer abzuschätzen, wie sich dieser Prozess weiterentwickeln wird und vor allem welche Konsequenzen sich daraus für die weltweiten Energie- und Rohstoffmärkte und somit für Europa ergeben werden. Im September 2023 wurde auf Einladung der United Nations in New York zur aktuellen Entwicklung der Sustainable Development Goals (SDG) beraten. Im Hinblick auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen zeigte sich einmal mehr die Schwierigkeit, weltweit möglichst gerechte und verbindliche Zielsetzungen und Maßnahmen insbesondere mit den größten Emittentenländern der Welt zu vereinbaren und umzusetzen. Für Europa steht aktuell der Konflikt zwischen Russland und der Ukraine im Vordergrund, wobei sich die Situation für die europäische Energieversorgung durch die Sprengung einer der zentralsten europäischen Erdgasinfrastruktur (Nord Stream 1&2) im September 2022 verschärft hat. Als Konsequenz ergab sich u.a. im letzten Winter eine für Europa seit langem nicht mehr dagewesene sehr unsichere Situation im Hinblick auf die Erdgas- und Stromversorgung. Diese Entwicklungen haben darüber hinaus zu massiven Preissteigerungen im gesamten Energiebereich geführt, welche die europäische Bevölkerung und Volkswirtschaften bis heute enorm belasten und die globale Wettbewerbsfähigkeit Europas gefährden.

Europa und die europäische Energiewirtschaft hat es über viele Jahrzehnte gut gemeistert die (sich oftmals diametral gegenüberstehenden) klassischen energiewirtschaftlichen Zielsetzungen einer sicheren, leistbaren und sauberen Energieversorgung für Gesellschaft und Wirtschaft zu erreichen. Vor dem Hintergrund der skizzierten globalen Entwicklungen stellt sich allerdings die zentrale Frage, wie sich die europäische Energiewirtschaft weiterentwickeln sollte? Obwohl Europa seit jeher über geringe Energie- und Rohstoffreserven verfügt, ist die Frage der Energieversorgungssicherheit aktueller denn je und beschäftigt die Menschen als auch Wirtschaft gleichermaßen. Neben technischen Aspekten einer sicheren Energieversorgung rückt aber auch die Frage der Leistbarkeit der Energie stärker in den Vordergrund und erste Effekte der aktuell und künftig auch zu erwartenden hohen Energiepreise machen sich intensiv bemerkbar. Aus Sicht des Umweltschutzes stellt sich die Frage, ob und wie die aktuellen Zielsetzungen zu erreichen sind, aber auch wie die in Europa für die Errichtung der erforderlichen Energieinfrastrukturen umweltrelevanten und sozialen Fragen adressiert werden können. Europa muss sich diesen Fragen proaktiv widmen und offen sowie faktenbasiert Lösungsansätze erarbeiten. Von entscheidender Bedeutung ist aber auch, dass zur Realisierung der dazu auf allen Ebenen notwendigen Innovationen auch genügend (junge) Menschen entsprechend qualifiziert und ausgebildet werden.

Wissenschaft und Forschung, Wirtschaft, NGOs, Verbände sowie Politik und Verwaltung sind daher aufgefordert, entsprechende Beiträge im Sinne einer gedeihlichen Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft und Gesellschaft zu leisten und diese werden im Rahmen des Symposiums präsentiert und intensiv diskutiert.

Das Organisationskomitee
(Udo Bachhiesl, Robert Gaugl, Thomas Klatzer, Sonja Wogrin)

Bundesministerin Leonore Gewessler

Foto: BMK/Cajetan Perwein

Sehr geehrte Teilnehmende des 18. Symposiums Energieinnovation in Graz,

Die aktuellen Zahlen aus der nationalen Treibhausgasbilanz zeugen von einem historischen Wendepunkt: ambitionierter Klimaschutz wirkt. Die Treibhausgasemissionen in Österreich sind von 2021 auf 2022 um 5,8 % gesunken. Damit stehen sie auf dem niedrigsten Wert seit 1990. Eine erste Prognose zeigt, dass sich der Trend auch 2023 fortsetzt.

Diese Entwicklung bestärkt uns, unseren Klimaschutzkurs konsequent fortzusetzen, denn wir sind noch lange nicht am Ziel.

Solche Fortschritte sind auch das Ergebnis langjähriger innovativer Forschung und Entwicklung, und wären ohne die Beiträge von visionären Akteur:innen aus Wissenschaft, Forschung und Industrie nicht möglich. Die Ambition und das Engagement von Forschungsinstituten, Universitäten und Unternehmen - unterstützt durch gezielte Forschungsförderung des Bundes - hat wesentlich zur Realisierung der notwendigen Energieinnovationen in den verschiedenen Sektoren beigetragen. Ihre Zukunftsvisionen und die Arbeit daran haben uns die Werkzeuge in die Hand gegeben, die wir heute für die Bewältigung der Energiewende einsetzen.

Das Symposium Energieinnovation des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz wird nun zum 18. Mal veranstaltet und spiegelt die Bedeutung von Vernetzung und Austausch der Energieinnovator:innen wider. Mit dem diesjährigen Schwerpunkt „Europas Energiezukunft – Sicher, leistbar, sauber?!“ wird der globale Kontext unserer Energieversorgung vor dem Hintergrund aktueller Herausforderungen rund um die Finanzierbarkeit und Technologiesouveränität in diesem Bereich deutlich. Beachtliche 240 Vorträge zeigen innovative Lösungsansätze und geben wichtige Impulse, aber auch klare Fakten für unseren klimaneutralen Weg. Ich freue mich auf die vielen Kooperationen, Ideen und Lösungsansätze für die Zukunft, die der Austausch unter Expert:innen wie beim Symposium Energieinnovation hervorbringt.

Die internationale Forschungszusammenarbeit im Energiebereich ist ein zentrales Anliegen meines Ministeriums. Darunter fallen die langjährige Förderung der Teilnahme österreichischer Forscher:innen an den Technologieprogrammen der Internationalen Energieagentur sowie die europäischen Forschungspartnerschaften, die Mission Innovation und eine Vielzahl an bilateralen FTI-Calls mit anderen Ländern. Zusätzlich gibt es – mit Beginn dieses Jahres – einen konzentrierten nationalen FTI-Schwerpunkt „Energiewende“ zur Entwicklung und Demonstration der Strom- und Wärmewende.

Ich wünsche allen Teilnehmenden des Symposiums Energieinnovation 2024 spannende Einblicke und erkenntnisreiche Diskussionen und danke allen Beteiligten - dem wissenschaftlichen Komitee, der Organisation, den Vortragenden - für ihren aufwendigen und engagierten Einsatz.

Leonore Gewessler
Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

Bundesminister Martin Polaschek

Bundesministerium
Bildung, Wissenschaft
und Forschung

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer des 18. Symposiums Energieinnovation!

Foto: Marija Kanizaj

Der Krieg in der Ukraine und die damit einhergehende Energiekrise hat uns die Wichtigkeit der Entwicklung alternativer und neuer Energieträger drastisch vor Augen geführt. Gleichzeitig stehen Österreich und die Welt vor der Herausforderung, dem Klimawandel und den dadurch verursachten Katastrophen gemeinsam durch neue, klimaneutrale Energiequellen und effiziente Energiekonzepte mit aller Kraft entgegenzuwirken. Diese Herausforderung ist umso größer, als der Bedarf an Energie aufgrund der digitalen Transformation und der wachsenden Anzahl an energieintensiven High-Performance-Computersystemen in Zukunft voraussichtlich weiter wachsen wird.

Mit der kürzlich in Dubai abgehaltenen Klimakonferenz wurde die Abkehr von fossilen Brennstoffen eingeläutet, um die im Pariser Abkommen definierten Ziele bis 2030 doch noch zu erreichen. Ein wichtiges Element zur Erreichung dieser Ziele wird immer mehr in der Verschränkung digitaler Lösungen mit Nachhaltigkeit gesehen, insbesondere in der Nutzbarmachung von künstlicher Intelligenz und maschinellem Lernen für smarte und nachhaltige Energieproduktion und Energienutzung. Auf europäischer Ebene ist in diesem Zusammenhang auch die Rede von der Twin Digital and Green Transition.

Universitäten spielen durch die Erforschung und Entwicklung neuer Lösungen im Energiebereich eine wesentliche Rolle zur Erreichung der oben genannten Ziele und Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen im Zusammenhang mit Energieinnovation. Als Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung ist es mir daher besonders wichtig, die Aktivitäten der Universitäten in diesem Bereich zu fördern, wie beispielsweise durch den Aufbau des steirischen Wasserstoffclusters der Technischen Universität Graz und der Montanuniversität Leoben. Im Sinne einer Vorreiterrolle sind auch Universitäten dazu aufgerufen, neue Energiekonzepte zu entwerfen und umzusetzen, um ihren Beitrag zum ambitionierten Ziel Österreichs, bis 2040 klimaneutral zu werden, zu erreichen.

Auf der anderen Seite sind Universitäten im Rahmen ihrer zweiten Kernaufgabe, der Lehre, für die Ausbildung zukünftiger Energieinnovations-Expertinnen und Experten verantwortlich und leisten dadurch, wie auch durch Veranstaltungen wie dieses Symposium, einen wichtigen Beitrag zur Zirkulation und zum Austausch von Wissen rund um das Thema Energie.

Ich wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern einen spannenden Austausch im Rahmen des nunmehr 18. Symposiums Energieinnovation und bedanke mich für die zahlreichen hier präsentierten Beiträge, die uns dem Ziel einer klimaneutralen, digitalen Gesellschaft ein Stück näherbringen!

ao. Univ.-Prof. Dr. Martin Polaschek
Bundesminister für Bildung, Wissenschaft und Forschung

Landeshauptmann Christopher Drexler

Das Land Steiermark

Sehr geehrte Damen und Herren!

Foto: Marija Kanizaj

„Sicher, leistbar, sauber!?“ – unter diesem Motto stellt das 18. Symposium Energieinnovation, organisiert und veranstaltet vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz, zentrale Fragen, wenn es um die Energieversorgung unseres Landes geht. Welche bedeutende Rolle eine gesicherte Stromversorgung in unserem Alltag einnimmt, konnte man Anfang Dezember in den Bezirken Murau und Murtal erahnen, als es in der Region zu einem mehrstündigen Stromausfall gekommen ist. Aber auch die Fragen nach leistbarem Strom in Zeiten der Teuerung sowie die Notwendigkeit eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien sind für die Zukunft der Energieproduktion in Europa immanent.

Mit dem Ausbau der Netzkapazitäten, finanziellen Hilfen für jene, die sich bei der Begleichung ihrer Stromrechnungen besonders schwertun, und breiten Investitionen in Erneuerbare Energien setzt das Land Steiermark eine Reihe von Maßnahmen für eine sichere, leistbare und saubere Energiezukunft. Aufgrund der engen Vernetzung der europäischen Energieproduktion- und Energieversorgung braucht es aber nicht nur regionale Maßnahmen, viele Fragen bedürfen gemeinsamen Lösungen, branchen- und grenzüberschreitend.

Es freut mich daher sehr, dass das Symposium Energieinnovation heuer wieder in der Steiermark stattfindet und zahlreiche Teilnehmerinnen und Teilnehmer aus den unterschiedlichsten Bereichen zusammenbringt. Ich bedanke mich daher an dieser Stelle beim Organisationsteam des 18. Symposiums Energieinnovation und wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern produktive Stunden.

Ein steirisches „Glück auf!“

Christopher Drexler
Landeshauptmann der Steiermark

Bürgermeisterin Elke Kahr

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer am 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov2024)!

Wir leben in einer Region, die mit jenen Rohstoffen, die in der Vergangenheit und in der Gegenwart das Rückgrat der Energieversorgung in einem energiehungrigen Weltteil dargestellt haben, nicht reichlich gesegnet ist. Die in den letzten Jahren enormen Kostensteigerungen bei fossilen Energien haben im Zusammenspiel mit den immer deutlicher spürbaren Auswirkungen des Klimawandels und der sinkenden Versorgungssicherheit in Folge des Angriffs Russlands auf die Ukraine zu einem Umdenken geführt.

Der Ausstieg aus Öl und Gas, zwei ohnehin nicht unbegrenzt zur Verfügung stehenden Energieträgern, ist vor diesem Hintergrund ohne Alternative. Für Politik und Wirtschaft bedeutet das die Verpflichtung, eine verlässliche und leistbare Versorgung mit erneuerbarer Energie sicherzustellen. Dabei können wir auf das Know-how und die Innovationen der Forschung zählen, die in unserem Land zum Glück einen hohen Stellenwert genießt.

Ein einfaches Rezept, die Zukunft klimaneutral und ohne den Einsatz fossiler Energieträger zu gestalten, gibt es nicht. Alternativen gibt es zahlreiche, aber sind sie schnell genug umsetzbar und stehen die nötigen Ressourcen zur Verfügung, um allen in ausreichender Menge erschwingliche Energie zur Verfügung zu stellen? Der steigende Bedarf an Strom im Rahmen der E-Mobilität und dem Ausstieg von fossilen Heizsystemen sind auf lokaler Ebene drängende Fragen. Graz hat die Weichen gestellt, um bei der Fernwärme die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren. Aber viele weitere Anstrengungen werden nötig sein, um das Ziel, auf sozial verträgliche Weise aus Öl und Gas auszusteigen, erreichen zu können.

Die Themen, mit denen sich die EnInnov2024 beschäftigt, sind wie immer von hoher Aktualität und unter den drängendsten Zukunftsfragen. Durch die Bündelung des Wissens kann jenes innovative Potenzial entfaltet werden, das sozial verträgliche und technisch umsetzbare Lösungen voraussetzen.

Als Bürgermeisterin der Landeshauptstadt Graz bin ich stolz, dass unsere Stadt dank Institutionen wie dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation sowie zahlreicher weiterer Forschungseinrichtungen und NGOs bei diesem Prozess nicht nur „Austragungsort“ ist, sondern Heimat vieler kluger Köpfe ist, die bei der Suche nach Antworten auf diese globalen Fragen unverzichtbar sind. Ich wünsche allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern einen guten und konstruktiven Austausch!

Elke Kahr
Bürgermeisterin der Stadt Graz

Rektor Horst Bischof

Foto: Lunghammer – TU Graz

Sehr geehrte Teilnehmer*innen des 18. Symposiums Energieinnovation!

Unter dem Motto "EUROPAS ENERGIEZUKUNFT - Sicher, leistbar, sauber!?" versammeln wir auch in diesem Jahr wieder führende Expert*innen, Wissenschaftler*innen und Interessierte, um die aktuellen Herausforderungen und Chancen im Energiebereich zu diskutieren.

Die Sicherstellung einer verlässlichen Energieversorgung, der Schutz unserer Umwelt durch saubere Energiequellen und die Gewährleistung von bezahlbaren Energiepreisen sind zentrale Anliegen, die uns alle betreffen. Forschung und Innovation spielen hierbei eine sehr entscheidende Rolle. Das 18. Symposium Energieinnovation bietet eine hervorragende Plattform, um aktuelle Forschungsergebnisse, innovative Technologien und zukunftsweisende Konzepte zu präsentieren und zu diskutieren. Expertenwissen, ganzheitliche Ansätze und Netzwerke sind entscheidend, um die europäische Energiewirtschaft weiterzuentwickeln.

Die TU Graz leistet sowohl in Forschung (siehe zum Beispiel unser neues Research Center ENERGETICS) als auch in der Lehre einen wesentlichen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung von Energiesystemen, und spielt somit eine wichtige Rolle bei der Förderung von Energieinnovationen und der Ausbildung von Fachkräften in diesem Bereich.

Ich bin überzeugt, dass wir durch den fachlichen Austausch und die Vernetzung von Expert*innen wertvolle Impulse für die Gestaltung von Europas Energiezukunft gewinnen werden. Die Vielfalt der Beiträge und die interdisziplinäre Ausrichtung der Veranstaltung spiegeln die Komplexität und Relevanz des Themas wider. Ich bedanke mich insbesondere beim Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz sowie den Mitveranstalter*innen für die Organisation und das große Engagement – und bei allen beteiligten Personen, die an Europas grüner Energiezukunft mitarbeiten.

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Horst Bischof
Rektor der Technischen Universität Graz

Wissenschaftliches Reviewing-Komitee

Priv.Doz. Amela **AJANOVIC** TU Wien / Energy Economics Group		Prof. Bernd **KLÖCKL** TU Wien / Inst. f. Energiesysteme u. Elektr. Antriebe
Priv.Doz. Hans **AUER** TU Wien / Energy Economics Group		Prof. Robert **KREWINKEL** TU Graz / Inst. f. Therm. Turbomasch. u. Masch.dyn.
Assoz.Prof. Udo **BACHHIESL** TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation		Prof. Ulrike **LEOPOLD** Uni Graz / Statistik und Operations Research
Assoz.Prof. Birgit **BEDNAR-FRIEDL** Wegener Center for Climate and Global Change		Dr. Christine **MATERAZZI-WAGNER** E-Control Austria
Dr. Bettina **BERGAUER** Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)		Prof. Albert **MOSER** RWTH Aachen / El. Anlagen u. Energiewirtschaft
Prof. Valentin **BERTSCH** Ruhr-Universität Bochum / LS f. Energiesys & -wirt.		Prof. Dominik **MÖST** TU Dresden / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Prof. Regina **BETZ** ZHAW School of Management and Law		Prof. Annette **MÜTZE** TU Graz / Elektrische Antriebstechnik und Maschinen
Prof. Wolfgang **BÖSCH** TU Graz / Dekan Fak. f. Elektro- u. Info.stechn.		Ass.Prof. Oliver **PISCHLER** TU Graz / Hochspannungstechn. u. Systemmgmt.
Prof. Günter **BRENN** TU Graz / Inst. f. Strömungsl. U. Wärmeübertragg.		Prof. Aaron **PRAKTIKNJO** RWTH Aachen / LS für Energiesystemökonomik
Prof. Aglaee **DEGROS** TU Graz / Institut für Städtebau		Dr. Franz **PRETTENTHALER** Joanneum Research / LIFE
Prof. Wolfgang **EICHLSEDER** TU Graz / Verbrenngs.kraftmasch. u. Thermodyn.		Prof. Harald **RAUPENSTRAUCH** MU Leoben / Thermal Processing Technology
Prof. Bernd **ENGEL** TU Braunschweig / Hochspanngstech. & El. En.anl.		Prof. Johannes **REICHL** Johannes Kepler Universität Linz / Energieinstitut
Ass.Prof. Katrin **FRIEDL** TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze		Ao.Prof. Herwig **RENNER** TU Graz / Inst. für Elektrische Anlagen und Netze
Ass.Prof. Robert **GAUGL** TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnov.		Prof. Karl **ROSE** TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Prof. Wolfgang **GAWLIK** Jade Hochschule / Fachb. Mgmt., Inform., Technol.		Prof. Uwe **SCHICHLER** TU Graz / Hochspannungstechn. u. Systemmgmt.
Prof. Günter **GETZINGER** TU Graz / Science,Technology and Society Unit (STS)		Prof. Johannes **SCHOLZ** Universität Salzburg / Fachbereich für Geoinformatik
Prof. Reinhard **HAAS** TU Wien / Energy Economics Group		Prof. Robert **SCHÜRHUBER** TU Graz / Inst. für Elektrische Anlagen und Netze
Prof. Viktor **HACKER** TU Graz / Inst. f. Chem. Verfahrens-. u. Umwelttechn.		Prof. Siegrid **STAGL** Universität Wien
Prof. Verena **HAGSPIEL** NTNU / Dep. of Ind. Economics and Techn. Mgmt.		Prof. Karl **STEININGER** KF-Uni Graz / Institut für Volkswirtschaftslehre
Prof. Nina **HAMPL** Uni Graz / Institut für Umweltwissenschaften		Prof. Wolfgang **STREICHER** Universität Innsbruck / Energieeffizientes Bauen
Prof. Jutta **HANSON** TU Darmstadt / Elektr. Energievers. m. RES		Assoz.Prof. Vanja **SUBOTIC** TU Graz / Institut für Wärmetechnik
Prof. Urs **HIRSCHBERG** TU Graz / Field of Expertise „Sustainable Systems"		Dr. Christian **TODEM** Austrian Power Grid AG
Prof. Christoph **HOCHENAUER** TU Graz / Wärmetechnik		Prof. Christoph **WEBER** Uni Duisburg-Essen / Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Dr. Franz **HOFBAUER** Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE)		Prof. Manfred **WEISSENBACHER** Plus PV GmbH und University of Malta
Prof. Kai **HUFENDIEK** Uni Stuttgart / Inst. f. Energiewirt. u. Rat. Energieanw.		Prof. Rolf **WITZMANN** TU München / Prof. für Elektrische Energiesysteme
Dr. Daniel **HUPPMANN** Int. Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)		Prof. Sonja **WOGRIN** TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Prof. Claudia **KEMFERT** Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)		Dr. Reinhard **WOLLONER** VERBUND Trading GmbH
Dr. Claudia **KETTNER-MARX** Österr. Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO)		Prof. Gerald **ZENZ** TU Graz / Inst. f. Wasserbau u. Wasserwirtschaft
Prof. Thomas **KIENBERGER** MU Leoben / Lehrstuhl für Energieverbundtechnik		Assoz.Prof. Marianne **ZEYRINGER** University of Oslo / Dep. of Technology Systems
Dipl.-Ing. Thomas **KLATZER** TU Graz / Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation		

Leitung 18. Symposium Energieinnovation

	Sess.	Titel	Tag	Zeit	Ort	Nachname	Vorname	Titel	Funktion	Organisation
PLENA	P0	BEGRÜßUNG	Mi, 14.02.2024	12:0 0- 12:15	i13	BACHHIESL	Udo	Assoz.Prof. DI Dr.	Symposiumsleitung	TU Graz / Inst. für Elektrizitätswirtsch. u. Energieinnov.
	P0	ERÖFFNUNG DES SYMPOSIUMS	Mi, 14.02.2024	12:0 0- 12:15	i13	BISCHOF	Horst	Univ.-Prof. DI Dr.	Rektor	Technische Universität Graz
	P0	ERÖFFNUNGS-PLENUM	Mi, 14.02.2024	12:15 - 14:00	i13	BISCHOF	Horst	Univ.-Prof. DI Dr.	Rektor	Technische Universität Graz
	P1	Zukunft der Energie- und Elektrizitätswirtschaft	Mi, 14.02.2024	14:30 - 16:30	i13	WOGRIN	Sonja	Univ.-Prof. Dr.	Institutsleiterin	TU Graz / Inst. für Elektrizitätswirtsch. u. Energieinnov.
	P2	Gassektor der Zukunft und Dekarbonisierung	Mi, 14.02.2024	14:30 - 16:30	i12	BERGAUER	Bettina	MR DI Dr.	Ministerialrätin	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)
	P3	Die Zukunft der erneuerbaren Energien	Do, 15.02.2024	14:00 - 16:00	i13	SCHICHLER	Uwe	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU Graz / Inst. für Hochspannungstech. u. Systemmgmt.
	P4	Herausforderung Energiewende	Do, 15.02.2024	14:00 - 16:00	i12	BERTSCH	Valentin	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	Ruhr-Universität-Bochum / Energiesysteme & -wirtschaf
	P5	Europas Energiezukunft: Ready, Set, Go!	Fr, 16.02.2024	12:30 - 14:00	i13	HACKER	Viktor	Univ.-Prof. DI Dr.	Institutsleiter	TU Graz / Inst. of Chem. Eng. and Environmental Techn.
STREAM A Energiesysteme im (Klima-)Wandel	A1	Wetter-Einflüsse auf Energiesysteme	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i11	HAAS	Reinhard	Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr.	Institutsleiter	TU Wien / Energy Economics Group
	A2	Dekarbonisierung des Energiesystems	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i11	KLÖCKL	Bernd	Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.s	Institutsleiter	TU Wien / Institut für Energiesys. U. Elektrische Antriebe
	A3	Energiesystemplanung und Simulation	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i11	TODEM	Christian	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Head of System Develo	Austrian Power Grid AG
	A4	Optimierung von Energiesystemen	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i11	IGELSPACHER	Roman	Dr.-Ing.	Senior Expert	EVN AG
	A5	Prognoseaspekte für Systementwicklung	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i11	WOLLONER	Reinhard	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	VERBUND Trading GmbH
	A6	Strommarkt- und Preisentwicklungen	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i11	AUER	Hans	Priv.Doz. Dipl.-Ing. Dr.tec	Sen. Research Scientis	TU Wien / Energy Economics Group
STREAM B Sichere Elektrizitätssysteme und Regulierung	B1	Regulierung und Tarifierung	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i12	KAISER	Sven	Dipl.-Ing.	Stv. Abteilungsleiter	E-Control Austria
	B2	Resource Adequacy	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i12	KASCHNITZ	Klaus	Dipl.-Ing.	Betriebsdirektor	Austrian Power Grid AG
	B3	Reserve- und Ausgleichsenergie	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i12	KÖHLER	Harald	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	Austrian Power Grid AG
	B4	Engpassmanagement	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i12	MISAK	Kurt	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	Austrian Power Grid AG
	B5	Kabelsysteme	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i12	KADAM	Serdar	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Principal Engineer	Andritz Hydro GmbH
	B6	DC-Systeme	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i12	SCHICHLER	Uwe	Univ.-Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	TU Graz / Inst. für Hochspannungstech. u. Systemmgmt.
STREAM C Zukunftsfähige Verteilernetze	C1	Querschnittsthemen bei Verteilnetzen	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i13	SCHUSTER	Thomas	Dipl-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	Wiener Netze GmbH
	C2	Regelung in Verteilernetzen	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i13	ABART	Andreas	DI Dr.	Abteilungsleiter	Netz Oberösterreich GmbH
	C3	Ausbauplanung Verteilernetze	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i13	HUBER	Christoph	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	Stadtwerke Kapfenberg GmbH
	C4	Schutzaspekte auf Verteilerebene	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i13	MARKETZ	Michael	DI Dr.	Geschäftsführer	KNG-Kärnten Netz GmbH
	C5	Operative Aspekte Verteilnetze	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i13	FRIEDL	Katrin	Ass.Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiterin	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
	C6	Schwarzstart und Inselnetze	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i13	RENNER	Herwig	Ao.Univ.-Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Elektrische Anlagen und Netze
STREAM D Erneuerbare Energien und Wasserstoff	D1	Erneuerbare Energien	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i6	SCHAFFER	Mathias	Dipl.-Ing.	Abteilungsleiter	Enerige Steiermark AG
	D2	Photovoltaik	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i6	GAUGL	Robert	Ass.Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Inst. für Elektrizitätswirtsch. u. Energieinnov.
	D3	Elektrolyseure und Brennstoffzellen	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i6	SUBOTIC	Vanja	Assoz.Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiterin	TU Graz / Institut für Wärmetechnik
	D4	Querschnittsthemen zu Wasserstoff	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i6	AICHBERGER	Gertrud	Dipl.-Ing.	Programmleiterin	Österr. Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)
	D5	Systemische Aspekte Wasserstoff	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i6	HAIDACHER	Joachim	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Geschäftsführer a.D.	Automobilbranche
	D6	Ökonomische Aspekte Wasserstoff	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i6	WINKLER	Franz	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Area Manager	HyCentA Research GmbH
STREAM E Flexibilisierung und Energiegemeinschaften	E1	Dezentrale Flexibilität	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i7	SCHMARANZ	Robert	Priv.-Doz. DI Dr.	Abteilungsleiter	KNG - Kärnten Netz GmbH
	E2	Industrielle Flexibilisierung	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i7	KIENBERGER	Thomas	Univ.-Prof. DI Dr.	Institutsleiter	Montanuniv. Leoben / LS für Energieverbundtechnik
	E3	System-Aspekte der Flexibilisierung	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i7	POSCH	Wolfgang	Univ.-Prof. Dr.mont.	Institutsleiter	Montanuniv. Leoben / LS für Wirtschaftswissenschaften
	E4	Flexibilität und Demand Response	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i7	BRANDAUER	Werner	Dipl.-Ing. Dr.techn.	Abteilungsleiter	Siemens AG Österreich
	E5	Energiegemeinschaften I	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i7	ESTERL	Tara	Dipl.-Ing.	Head of Compet. Unit	AIT Austrian Institute of Technology
	E6	Energgiegemeinschaften II	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i7	GRUBER	Lia	Dipl.-Ing.	Universitätsassistentin	TU Graz / Inst. für Elektrizitätswirtsch. u. Energieinnov.
STREAM F (Fern-)Wärmeversorgung und Energieeffizienz	F1	Regionale/lokale Wärmeversorgung	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i3	SUMEREDER	Christoph	FH-Prof. DI Dr. Priv.Doz.	Institutsleiter	FH JOANNEUM Gesellschaft mbH
	F2	Fern- und Abwärmeversorgung	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i3	KROTIL	Richard	Prof.(FH) DI Dr. techn.	Studiengangsleiter	FH Burgenland GmbH / Dep. Energie-Umweltmgmt.
	F3	Wärme und Kälte in Gebäuden	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i3	THOMAS	Bernd	Prof. Dr.-Ing.	Institutsleiter	Hochschule Reutlingen / Fakultät Technik
	F4	Wärmepumpen(-systeme)	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i3	RIEBERER	René	Ao.Univ.-Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Institut für Wärmetechnik
	F5	Energieeffizienz	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i3	PACK	Stephan	Ao.Univ.-Prof. DI Dr.	Stv. Institutsleiter	TU Graz / Inst. für Hochspannungstech. u. Systemmgmt.
	F6	Energieversorgung von Quartieren	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i3	KAINZ	Harald	Univ.-Prof. DI Dr. Dr.hc	Rektor a.D.	Technische Universität Graz
STREAM G Energiespeicherung und Mobilitätszukunft	G1	Energiespeicherung	Mi, 14.02.2024	17:00 - 19:00	i1	ZENZ	Gerald	Univ.-Prof. DI Dr.	Institutsleiter	TU Graz / Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft
	G2	Elektromobilität	Do, 15.02.2024	08:00 - 10:00	i1	FUNKE	Herbert	Prof. Dr.-Ing.	Lehrgebietsleiter	Hochschule Bielefeld
	G3	Zukunftsmobilität und ÖPNV	Do, 15.02.2024	10:30 - 12:30	i1	AJANOVIC	Amela	Assoz.Prof. DI Dr.	Stv. Leiterin	TU Wien / Energy Economics Group
	G4	Innovative Mobilitätstechnologien	Do, 15.02.2024	16:30 - 18:30	i1	JUNGMEIER	Gerfried	DI Dr.	Leitung Center	JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
	G5	Ladeaspekte zur Elektromobilität	Fr, 16.02.2024	08:00 - 10:00	i1	BRAUNSTEIN	René	DI Dr.techn.	Abteilungsleiter	Energienetze Steiermark GmbH
	G6	Batterien	Fr, 16.02.2024	10:30 - 12:30	i1	BAUMGARTNER	Franz	Prof. Dr. rer. nat. DI	Institutsleiter	ZHAW School of Engineering

Tagungsplan

STREAMS	A	B	C	D	E	F	G
	Energiesysteme im (Klima-)Wandel	Sichere Elektrizitäts-systeme u. Regulierung	Zukunftsfähige Verteilernetze	Erneuerbare Energien und Wasserstoff	Flexibilisierung und Energiegemeinschaften	(Fern-)Wärmeversorg-ung u. Energieeffizienz	Energiespeicherung und Mobilitätszukunft

Mittwoch, 14.02.2024

12:00 12:15	**ERÖFFNUNG UND BEGRÜßUNG (i13)**
12:15 14:00	**ERÖFFNUNGS-PLENUM (P0, i13, Rektor Bischof)**
14:00 14:30	**KAFFEEPAUSE** (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch Energie Steiermark AG)
14:30 16:30	**P1** *WOGRIN* **i13** — **Zukunft der Energie- und Elektrizitätswirtschaft**; **P2** *BERGAUER* **i12** — **Gassektor der Zukunft und Dekarbonisierung**
16:30 17:00	**KAFFEEPAUSE** (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch KNG-Kärnten Netz GmbH)
17:00 19:00	**A1** *HAAS* **i11** — **Wetter-Einflüsse auf Energiesysteme**; **B1** *KAISER* **i12** — **Regulierung und Tarifierung**; **C1** *SCHUSTER* **i13** — **Querschnittsthemen bei Verteilnetzen**; **D1** *SCHAFFER* **i6** — **Erneuerbare Energien**; **E1** *SCHMARANZ* **i7** — **Dezentrale Flexibilität**; **F1** *SUMEREDER* **i3** — **Regionale/lokale Wärmeversorgung**; **G1** *ZENZ* **i1** — **Energiespeicherung**
ab 19:30	**ABENDVERANSTALTUNG** (Aula der Alten Universität Graz, Innenstadt, Hofgasse 14) inkl. Bustransfer (mit Unterstützung durch das Land Steiermark und Holding Graz)

Donnerstag, 15.02.2024

08:00 10:00	**A2** *KLÖCKL* **i11** — **Dekarbonisierung des Energiesystems**; **B2** *KASCHNITZ* **i12** — **Resource Adequacy**; **C2** *ABART* **i13** — **Regelung in Verteilernetzen**; **D2** *GAUGL* **i6** — **Photovoltaik**; **E2** *KIEN-BERGER* **i7** — **Industrielle Flexibilisierung**; **F2** *KROTIL* **i3** — **Fern- u. Abwärme-versorgung**; **G2** *FUNKE* **i1** — **Elektromobilität**
10:00 10:30	**KAFFEEPAUSE** (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch Energie AG Oberösterreich)
10:30 11:50 (12:50)	**A3** *TODEM* **i11** — **Energiesystemplan-ung und Simulation**; **B3** *KÖHLER* **i12** — **Reserve- und Ausgleichsenergie**; **C3** *HUBER* **i13** — **Ausbauplanung Verteilernetze**; **D3** *SUBOTIC* **i6** — **Elektrolyseure und Brennstoffzellen**; **E3** *POSCH* **i7** — **System-Aspekte der Flexibilisierung**; **F3** *THOMAS* **i3** — **Wärme und Kälte in Gebäuden**; **G3** *AJANOVIC* **i1** — **Zukunftsmobilität und ÖPNV**
11:50 14:00	**MITTAGESSEN** (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch Austrian Power Grid AG)
14:00 16:00	**P3** *SCHICHLER* **i13** — **Die Zukunft der erneuerbaren Energien**; **P4** *BERTSCH* **i12** — **Herausforderung Energiewende**
16:00 16:30	**KAFFEEPAUSE** (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch Andritz Hydro GmbH)
16:30 18:30	**A4** *IGELS-PACHER* **i11** — **Optimierung von Energiesystemen**; **B4** *MISAK* **i12** — **Engpass-management**; **C4** *MARKETZ* **i13** — **Schutzaspekte auf Verteilerebene**; **D4** *AICH-BERGER* **i6** — **Querschnittsthemen zu Wasserstoff**; **E4** *BRANDAUER* **i7** — **Flexibilität und Demand Response**; **F4** *RIEBERER* **i3** — **Wärmepumpen (-systeme)**; **G4** *JUNGMEIER* **i1** — **Innovative Mobili-tätstechnologien**
ab 19:00	**ABENDVERANSTALTUNG** (Nikola-Tesla-Halle NTH, Inffeldgasse 18) (mit Unterstützung durch die Stadt Graz)

Freitag, 16.02.2024

08:00 10:00	**A5** *WOLLONER* **i11** — **Prognoseaspekte f. Systementwicklung**; **B5** *KADAM* **i12** — **Kabelsysteme**; **C5** *FRIEDL* **i13** — **Operative Aspekte Verteilernetze**; **D5** *HAIDACHER* **i6** — **Systemische As-pekte Wasserstoff**; **E5** *ESTERL* **i7** — **Energie-gemeinschaften I**; **F5** *PACK* **i3** — **Energieeffizienz**; **G5** *BRAUN-STEIN* **i1** — **Ladeaspekte zur Elektromobilität**
10:00 10:30	**KAFFEEPAUSE** (Foyer EnergieZentrumGraz, mit Unterstützung durch EVN AG)
10:30 12:30	**A6** *AUER* **i11** — **Strommarkt- und Preisentwicklungen**; **B6** *SCHICHLER* **i12** — **DC-Systeme**; **C6** *RENNER* **i13** — **Schwarzstart und Inselnetze**; **D6** *WINKLER* **i6** — **Ökonomische As-pekte Wasserstoff**; **E6** *GRUBER* **i7** — **Energie-gemeinschaften II**; **F6** *KAINZ* **i3** — **Energieversorgung von Quartieren**; **G6** *BAUM-GARTNER* **i1** — **Batterien**
12:30 14:00	**P5** *WOGRIN, HACKER* **i13** — **ABSCHLUSS-PLENUM: Runder Tisch "EUROPAS ENERGIEZUKUNFT: READY, SET, GO!"**

Streams: A-G; Plena: P0-P5; Sessionen: A1-A6; B1-B6, C1-C6, D1-D6, E1-E6, F1-F6, G1-G6; Hörsäle: i1, i3, i6, i7, i11, i12, i13

Unterstützende 18. Symposium Energieinnovation

Schirmherrschaft

Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

Bundesministerium
Bildung, Wissenschaft
und Forschung

GRAZ

Das Land
Steiermark

Mitveranstaltende

OVE

oesterreichs energie.

WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Förderer

Austrian Power Grid

ENERGIE STEIERMARK

ENERGIE AG Oberösterreich

EVN

Das Land Steiermark
Wissenschaft und Forschung

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

ANDRITZ Hydro

Offizielle Mobilitätspartnerin

GrazMobil
Eine App der Holding Graz

Innovation braucht Strom.

Austrian Power Grid

www.apg.at

Österreich braucht Strom.

APG

IHR GLOBALER PARTNER FÜR WASSER-KRAFTANLAGEN

"FROM WATER-TO-WIRE"

WASSERKRAFT ERZEUGUNG
ANDRITZ ist ein weltweit führender Anbieter von elektromechanischen Anlagen und Dienstleistungen („from water-to-wire") für Wasserkraftanlagen. Mit als über 180 Jahren Erfahrung und mehr als 31.900 installierten Turbinen sind wir ständig bestrebt, technologische Innovationen zu entwickeln, die den Anforderungen und Bedürfnisse unserer Kunden entsprechen. Energieversorger aus der ganzen Welt schätzen unser Know-How und Engagement und Vertrauen in die Sicherheit und Zuverlässigkeit unserer maßgeschneiderten Energieerzeugungslösungen. Unser umfassendes Produkt- und Serviceportfolio reicht von neuen schlüsselfertigen Anlagen aller Größen über Sanierung und Überholung bestehender Wasserkraftwerke bis zu umfassenden Automatisierungslösungen.

ANDRITZ - your global partner for hydropower generation.

ENGINEERED SUCCESS
ANDRITZ HYDRO GmbH / www.andritz.com/hydro

ANDRITZ

ROTATION
STATT ROUTINE.
Im Traineeprogramm der EnergieAG.
ENERGIE AG
Oberösterreich
Deine
CHANCEN
als
ELEKTRO-
TECHNIKER*IN
Finde alle Benefits!
TRAINEE
PROGRAMM 24

Bezahlte Anzeige

#teamgruenewelt

Ihre Karriere als Partner einer

grünen Welt.

ENERGIE STEIERMARK

Die Energie Steiermark sucht neue Talente.

Jetzt bewerben unter **e-steiermark.com/karriere**

Peter K., Projektleiter Erneuerbare Energie

trend. TOP ARBEITGEBER 2023 ÖSTERREICH

trend. TOP ARBEITGEBER 2023 ÖSTERREICH 5 JAHRE IN FOLGE

WIR ERMÖGLICHEN DIE ENERGIEWENDE

DEINE ENERGIE IST UNSERE VERANTWORTUNG

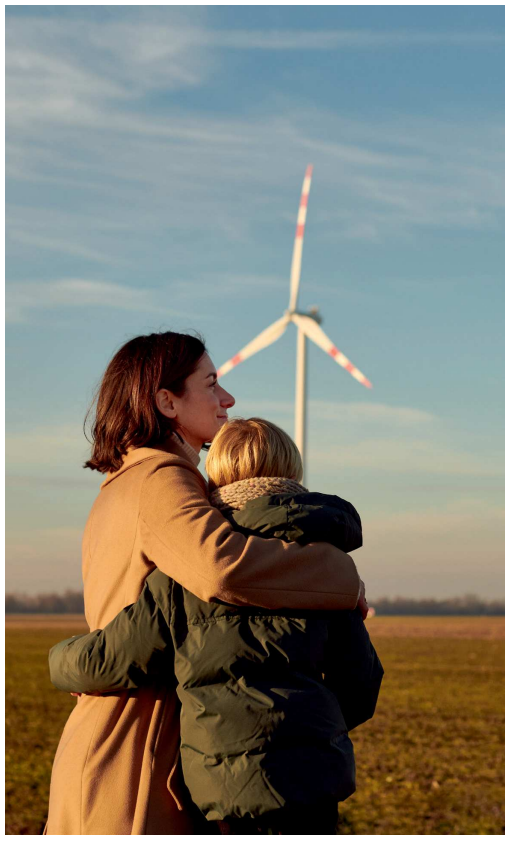
Leistungsfähige und zuverlässige Netze sind eine unverzichtbare Lebensader für Bevölkerung und Wirtschaft. Mit vollem Einsatz arbeiten wir an der sicheren Versorgung der Menschen in Kärnten und schaffen die Basis für das Energiesystem der Zukunft.

Kontakt
T 05 0525-6000
kaerntennetz.at

Kärnten Netz
EIN UNTERNEHMEN DER KELAG

EVN
Energie. Wasser. Leben.

Auf die Zukunft schauen.



evn.at

INHALTSVERZEICHNIS

1 PLENAR-SESSIONEN 17

1.1. ZUKUNFT DER ENERGIE- UND ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT 17

1.1.1. 2024 – Schlüsseljahr für die Energiewende? 17
Gerhard CHRISTINER

1.1.2. Energiewende – aktuelle Projekte des BMK 19
Jürgen SCHNEIDER

1.1.3. Energiesystem von Infrastruktur bis Regulierung 21
Alfons HABER

1.2. GASSEKTOR DER ZUKUNFT UND DEKARBONISIERUNG 24

1.2.1. inGRID – Einspeisekarte für erneuerbare Gase 24
Helmut WERNHART, Vartan AWETISJAN

1.2.2. Grüner Wasserstoff durch Elektrolyse: Wegbereiter der Energiewende in Energie, Industrie und Mobilität 26
Alexander TRATTNER

1.2.3. Fossilfreies Energiesystem – Beispiel Tirol 28
Wolfgang STREICHER, Markus Mailer, Rupert EBENBICHLER, Andreas HERTL, Angela HOFMANN, Nina SCHAAF

1.2.4. Klimaneutrale TU Graz 2030 – Ausgangssituation und Roadmap, Erfolge und Stolpersteine 30
Günter GETZINGER

1.3. DIE ZUKUNFT DER ERNEUERBAREN ENERGIEN 34

1.3.1. Österreich Klimaneutral – Was können Wind & die Erneuerbaren dazu beitragen? 34
Alexander HAUMER

1.3.2. Photovoltaik: Aktuelle Technologie- und Marktentwicklungen, Chancen und Hemmnisse 36
Hubert FECHNER

1.3.3. Die Rolle der Bioenergie im Energiemix der Zukunft 38
Christian METSCHINA, Christoph PFEMETER

1.3.4. Die Zukunft ist elektrisierend mit Wasserkraft klimaneutral 40
Gerald ZENZ, Wolfgang RICHTER

1.4. HERAUSFORDERUNG ENERGIEWENDE 42

1.4.1. Randbedingungen für ein demokratisches und nachhaltiges Strommarktdesign 42
Reinhard HAAS

1.4.2. Wege zur Klimaneutralität in Österreichs Industrie 44
Thomas KIENBERGER, Christopher GRADWOHL

1.4.3. Aktuelle Herausforderungen bei Feststoffbatterien mit metallischem Lithium 47
H. MARTIN, R. WILKENING

1.4.4. Eine Kreislauffähige und klimaneutrale Fahrzeugflotte in Österreich 2050 – wie das gehen könnte! 48
Gerfried JUNGMEIER, Michael SCHWINGSHACKL

2 ENERGIESYSTEME IM (KLIMA-)WANDEL 50

2.1. WETTER-EINFLÜSSE AUF ENERGIESYSTEME 50

2.1.1. Bedeutung der Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterjahre und Klimamodelle in der Energiesystemmodellierung 50
Katharina GRUBER

2.1.2. Identifikation von Extremwetterereignissen aus Sicht des Stromsystems 52
Demet SUNA, Franziska SCHÖNIGER, Gustav RESCH, Gerhard TOTSCHNIG, Peter WIDHALM, Nicolas PARDO-GARCIA, Florian HASENGST, Herbert FORMAYER, Philipp MAIER, David LEIDINGER, Imran NADEEM

2.1.3. Simulation der Versorgungssicherheit während Extremwetterereignisse mittels eines gekoppelten Markt- und Netzmodells 56
Rafael FINCK, Felix NITSCH

2.1.4. The impact of climate change on electricity demand and supply in Europe 58
Franziska SCHÖNIGER, Gustav RESCH, Demet SUNA, Florian HASENGST, Gerhard TOTSCHNIG, Nicolas PARDO-GARCIA, Peter WIDHALM

2.2. DEKARBONISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS 60

2.2.1. Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich 60
Susanne HOCHMEISTER(*), Lisa KÜHBERGER, Jakob KULICH, Thomas KIENBERGER

2.2.2. Transform Industry - Dekarbonisierungs-pfade und FTI-Fahrplan für eine - klimaneutrale Industrie 2040 in Österreich 62
Christian SCHÜTZENHOFER, Verena ALTON, Bernhard GAHLEITNER, Sophie KNÖTTNER, Klaus KUBECZKO, Karl-Heinz LEITNER, Wolfram RHOMBERG, Martin BAUMANN, Christoph DOLNA-GRUBER, Bernhard FELBER, Andreas INDINGER, Thomas KIENBERGER, Maedeh Rahnama MOBARAKEH, Peter NAGOVNAK, Hans BÖHM, Sebastian GOERS, Simon MOSER, Mario REISINGER

2.2.3. Defossilisierung der Prozessindustrie in Deutschland – welche Energiebedarfe sind zu erwarten? 64
Hendrik SCHARF

2.2.4. Regional and sectoral decarbonization pathways of Austria's industry by 2040 66
Marcus OTTI(*), Sebastian ZWICKL-BERNHARD, Hans AUER

2.2.5. Economic and environmental assessment of CO_2 utilization from biomethane production 68
Frank RADOSITS, Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS

2.2.6. Entwicklung einer Roadmap zur Erreichung einer CO_2-neutralen Johannes Kepler Universität im Jahr 2030 70
Katharina RUSCH(*), Simon MOSER, Melanie KNÖBL(*)

2.3. ENERGIESYSTEMPLANUNG UND -SIMULATION 72

2.3.1. ZusammEn 2040 – Energiesystemvisionen auf Basis der besten Planungsinstrumente entwickeln 72
Stefanie SCHREINER, Katharina GRUBER, Aeneas-Augustin KUNYIK, Max LABMAYR, Cornelia MICHLITS, Johannes MISENSKY, Lyra SCHIFFER, Christian TODEM, Moritz WENCLAWIAK, Helmut WERNHART, Valentin WIEDNER, Philip WORSCHISCHEK

2.3.2. Integrative energy infrastructure planning tools for cross-sectoral resilience and flexibilisation concepts. [FFG BioFlex Project] 76
Fabian SCHIPFER, Florian KRAXNER, Shubham TIWARI, Johannes SCHMIDT, Sebastian WEHRLE

2.3.3. Modeling of innovative load and generation time series for cross-sector energy network planning 80
Eric SCHULZE BERGE(*), Wiebke GERTH(*), Marius GÜTHS, Markus Wolfgang ZDRALLEK

2.3.4. Entwicklung einer innovativen generischen Infrastruktur-Planungsprozess-Matrix zur Prozesssynthese in Energieversorgungsunternehmen 82
Dominic NAILIS, Markus ZDRALLEK

2.3.5. Industrielle künstliche Intelligenz für sichere Gasnetze 84
Anja BASCHIN, Michelle BASCHIN, Reinhard BÖSELT, Rudolf FELIX, Cesareo FERNANDEZ, Sven GEHRING, Alexander GÖRTZ, Lars HARPENG, Yuguang HEI, Niclas HILDEBRANDT, Thomas HÜGGING, Pascal KÄTZEL, Kristoffer-Robin KOLBERG, Leonid KUOZA, Lukas LUZIUS, Gheorghe LISCA, Lilia MICHAILOV,

Werner MULTHAUP, Karima OUTAFRAOUT, Fabian PROCH, Alexander SCHIENDORFER, Marcel SIMANNEK, Tom STREUBEL

2.4. OPTIMIERUNG VON ENERGIESYSTEMEN 86

2.4.1. Entwicklung einer Methode zur Simulation und Quantifizierung der Resilienz von sektorengekoppelten Energiesystemen 86
Paul-Hendrik HOMBERG(*), Marlon KORALEWICZ, Markus ZDRALLEK

2.4.2. Die Zukunft der Energie in Österreich – SIMULATION von fünf Ausbauszenarien eines 100% erneuerbaren Stromsystems in Kombination mit hybriden Energiespeichern 88
Jasmin MENSIK, David WÖSS, Tobias PRÖLL

2.4.3. Validierung einer Werkzeugkette zur multikriteriellen Optimierung von Energiesystemen auf Modelica Basis 92
Sebastian Mortag(*), Herbert PALM(*)

2.4.4. Analyse und Vergleich von Modellkopplungsvarianten für die Identifikation realisierbar-optimaler Energiesysteme 94
Christoph SCHIMECZEK, Laura TORRALBA-DÍAZ, Johannes KOCHEMS, Annika GILLICH, Kai HUFENDIEK

2.4.5. Multi-Criteria Energy System Optimization: Costs vs. Critical Materials 96
Karl-Kiên CAO, Lilli M. MARTENS(*), Eugenio S. ARELLANO RUIZ, Steffen J. SCHLOSSER, Tobias NAEGLER

2.5. PROGNOSEASPEKTE FÜR SYSTEMENTWICKLUNG 98

2.5.1. Methoden zur Ermittlung des Rohstoffbedarfs in Energiesystemanalysen 98
Kai SCHULZE(*), Felix KULLMANN, Jann M. WEINAND, Detlef STOLTEN

2.5.2. On the Importance of Accurate Demand Representation in Large Scale Energy System Models: Hourly Profiles and Socio-Economic Dynamics 100
David CARDONA-VASQUEZ, Nejla VELJOVIC, Sonja WOGRIN

2.5.3. Erstellung von Langzeitprognosemodellen industrieller, elektrischer Lastgänge mittels Kurzzeitmessung und Gauss‘scher Prozesse 102
Marta Sophia POTYKA, Peter SCHEGNER

2.5.4. Flexible und akkurate Zeitreihenvorhersagen zur Anwendung in Strommarktsimulationen 104
Felix NITSCH, Christoph SCHIMECZEK

2.6. STROMMARKT- UND PREISENTWICKLUNGEN 106

2.6.1. Verschiebung des Atomausstiegs in Deutschland: Ein kluger Schachzug in der europäischen Energiekrise? 106
Dimitrios GLYNOS

2.6.2. Nationale elektrische Energieversorgung – multiple nachhaltige Systeme 108
Manfred BENTHAUS, Lachlan GOSPER(*)

2.6.3. Diversifikation der österreichischen Strom- und Gaspreisindizes – Einblicke und Ergebnisse 110
Christian FURTWÄNGLER, Karina KNAUS, Martina KRENN, Angela HOLZMANN, Lukas ZWIEB

3 SICHERE ELEKTRIZITÄTSSYSTEME UND REGULIERUNG 112

3.1. REGULIERUNG UND TARIFIERUNG 112

3.1.1. Energiewende: Rechtliche Entwicklungen zum Ersatz fossiler Energiequellen in Richtung Klimaneutralität 112
Stephan CEJKA

3.1.2. Evaluating incentives of different grid tariff design options 114
Daniel SCHWABENEDER, Bernadette FINA, Sarah FANTA, Florian STREBL, David REIHS, Christoph LOSCHAN, Georg LETTNER

3.1.3. Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch variable Stromnetztarife in Haushalten 116
Benjamin KIRCHLER, Rosana GOMES, Carolin MONSBERGER

3.1.4. The Network Code Demand Response: Implications for the Procurement of System Operator Services in Austria 118
Gerald KALT, Alexander KABINGER, Christine MATERAZZI-WAGNER

3.1.5. Versorgungssicherung im Stromsystem: Status Quo und langfristig-regulatorische Aspekte 120
Sabina NEMEC-BEGLUK, Michael WÜGER, Alfons HABER

3.1.6. Neue Regeln für das Energiesystem von morgen 122
Syed Mansoor ALI, Frederik KALVERKAMP, Bernhard SCHOWE-VON DER BRELIE

3.2. RESOURCE ADEQUACY 124

3.2.1. Österreichs nationale Studie zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (nach VO (EU) 2019/943 Art. 24) 124
Alexander HAAS(*), Raffael KRISMER, Matthias MAURER(*), Nikolaus KELNREITER(*), Marlene PETZ

3.2.2. Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Generierung von Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy 126
Kevin PACCO(*), Albert MOSER

3.2.3. Probabilistische Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem 128
Markus VON HEEL(*), Paul Max Leon FIP, Albert MOSER

3.2.4. Considering Reactive Power In Energy System Design 130
Gereon RECHT(*), Karl-Kiên CAO, Oussama ALAYA, Benedikt JAHN

3.3. RESERVE- UND AUSGLEICHSENERGIE 132

3.3.1. Auswirkung der internationalen Kooperationen PICASSO und MARI auf den österreichischen Energiemarkt und die Ausgleichsenergiepreise 132
Lena MITTERMAIR, Markus RIEGLER[1]

3.3.2. Regionalisierung des Momentanreservebedarfs für zukünftige Netzauftrennungen 134
Martin KNECHTGES, Gregory CAUTAERTS(*), Albert MOSER

3.3.3. Technologiespezifische Bereitstellung von Momentanreserve 136
Marc WÖSTEFELD, Hendrik VENNEGEERTS

3.3.4. Modelle für unabhängige Aggregatoren 138
Theresia PERGER, Gerald KALT, Alexander KABINGER, Christine MATERAZZI-WAGNER, Sven KAISER

3.3.5. Investigating the Prediction of aFRR activated Volume and Price using Machine Learning 140
Claire LAMBRIEX(*), Felix PREUSCHOFF, Denise BANGKELING, Albert MOSER

3.3.6. The negative impact of Variable Renewable Energy (VRE) to the power system stability – the renaissance of Synchronous Condensers 142
Robert NEUMANN

3.4. ENGPASSMANAGEMENT 143

3.4.1. Zentrales Regelungskonzept zum Engpassmanagement im Verteilnetz mittels gemischt-ganzzahliger nichtlinearer Optimierung 143
Manuel SCHWENKE(*), David NICKEL, Jutta HANSON

3.4.2. Regulatorische Analyse von marktbasiertem Engpassmanagement durch industrielle Flexibilität 144
Felix HEMBACH, Veronica SEQUEIRA TAXER, Sarah FANTA, Viktor ZOBERNIG

3.4.3. Untersuchung der Formulierung von Leistungsflussrestriktionen auf die Rechenzeit einer Engpassmanagement-Simulation 146
Lukas HEIN(*), Matthias PREUß(*), Tobias SOUS(*), Albert MOSER

3.4.4. Beitrag zur Transformation des Deutschen Verteilnetzes und Auswirkungen Gesetzlicher Änderungen 148
Tom STEFFEN(*), Béla WIEGEL, Christian BECKER

3.4.5. Day-ahead-Engpassprognose für elektrische Verteilnetze mittels probabilistischer Lastflussrechnung 150

Finn NUßBAUM(*), Jonas KOCK AM BRINK, Anna-Lena STEEN, Christian BECKER

3.4.6. Auswirkungen statischer Obergrenzen von Energieübertragungsstrecken 152
Patrick MÖBUIS, Maik PLENZ, Johannes SCHRÄDER, Detlef SCHULZ

3.5. KABELSYSTEME 154

3.5.1. Anwendung von Modellen des maschinellen Lernens für die Stromtragfähigkeitsberechnung eines 400-kV-Kabelsystems und deren Validierung 154
Florian AINHIRN

3.5.2. Ableitung und Anwendung eines Nachhaltigkeitsbewertungssystems für den Bau von Hochspannungskabelanlagen in urbanen Gebieten 156
Florian AINHIRN

3.5.3. Erfahrungen mit der niederohmigen Sternpunkterdung im 10-kv-Netz der Wiener Netze 158
Elisabeth HUFNAGL, Thomas SCHUSTER

3.5.4. Biologische Isolierflüssigkeiten – sicher, nachhaltig, umweltfreundlich 160
Ernst PAGGER, Ulrike SCHNEIDER

3.6. DC-SYSTEME 162

3.6.1. Design and Planning Approach for HVDC Systems in large-scale Transmission Systems 162
Muriel KRÜGER, Marten Simon THAMS, Patrick DÜLLMANN, Martin KNECHTGES, Albert MOSER

3.6.2. Teilentladungsverhalten von SF_6 und umweltfreundlichen Alternativgasen 164
Bernhard SCHOBER, Uwe SCHICHLER

3.6.3. Ein Security Constrained Optimal Power Flow zur Berücksichtigung bipolarer HGÜ-Konfigurationen in vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzen 166
Felix RUDOLPH, Simon KRAHL, Albert MOSER

3.6.4. Modulares Stromversorgungskonzept Prüfsystem mit Basis-Wandlern und Booster-Wandler 168
Philip POLLHEIMER(*), Michael GRASSMUGG, Benedikt SCHWARZ, Jürgen FABIAN

3.6.5. Benefits from MVDC and LVDC Cable Systems 170
Patrik RATHEISER(*), Uwe SCHICHLER

4 ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILERNETZE 172

4.1. QUERSCHNITTSTHEMEN BEI VERTEILNETZEN 172

4.1.1. Umweltbilanz als Bewertungskriterium für elektrische Betriebsmittel 172
Uwe SCHICHLER

4.1.2. Internal Carbon Pricing für Netzbetreiber 174
Madeleine JENDERNALIK*, Lars JENDERNALIK, Christian REHTANZ, Thomas WIESNER

4.1.3. Vergleich der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Verteilnetzertüchtigungsmaßnahmen 176
Clemens KORNER, Helfried BRUNNER, Thomas WIELAND, Johannes FERSTL, Maximilian ORTNER

4.1.4. Impact of electrification and smart energy management on grid infrastructure 178
Philipp MASCHERBAUER, Lukas KRANZL

4.1.5. Konzept „Einspeisesteckdose“: Proaktiver Ansatz zum Netzanschluss von Erneuerbarer-Energien-Anlagen 180
Marco WAGLER, Barbara PLURA, Alexander JÄGER, Philipp BÜHNER, Johannes STUBER, Philipp LASCHET

4.2. REGELUNG IN VERTEILERNETZEN 182

4.2.1. Einflussgrößen auf die Dynamik der netzbildenden Droop-Regelung 182
Lukas JUNG(*), Anna PFENDLER, Aaron Hebing, Jutta HANSON

4.2.2. Net Load Error: What is a good load forecast? 184
Nikolaus HOUBEN(*), Amela AJANOVIC, Hans AUER, Reinhard HAAS

4.2.3. Modell für Niederspannungsnetze mit aktiver Spannungsregelung für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen in Verteilnetzen 186
Robert SCHMIDT, Sophia TEPE(*), Julia RUSSEK(*), Albert MOSER

4.2.4. Randnetzmodellierung für dynamische Frequenzuntersuchungen im Verteilnetz 188
Anna PFENDLER, Lukas JUNG, Jutta HANSON

4.2.5. Use of urban space types for the planning of cross-sectoral energy grid infrastructures. 190
Wiebke GERTH(*), Eric SCHULZE BERGE(*), Marius GÜTHS, Markus Wolfgang ZDRALLEK

4.3. AUSBAUPLANUNG VERTEILERNETZE 192

4.3.1. Sanierungsbedarf von Bestandsanlagen – Herausforderungen und Lösungen 192
Philipp BRANDL(*)

4.3.2. Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Analyse dezentraler Steuerung zeitlich flexibler Lasten im Verteilnetz 194
Hakan SUSAR(*), Veronika BARTA, Stephanie UHRIG

4.3.3. Untersuchung der Verteilnetzbelastung bei proaktivem Energy-Sharing nach österreichischem Vorbild 196
Julian URBANSKY(*), Lennart SCHÜRMANN(*)

4.3.4. Modelltiefe in Verteilnetzen: Analyse und Bewertung von Detailgraden in Netzstudien .. 198
Haonan WANG, Pawel LYTAEV, Andrea SCHOEN, Jan WIEMER, Denis MENDE, David GEIGER, Johannes BRANTL, Johannes SCHMIESING

4.3.5. Kodierung der Ausbauplanung von elektrischen Niederspannungsnetzen 200
Carsten GRAEVE, Hendrik VENNEGEERTS

4.3.6. Darstellungsvarianten von 15-min Zeitreihen zur effizienten Analyse des Strom-Verteilernetzes 202
Christoph GROISS

4.4. SCHUTZASPEKTE AUF VERTEILNETZEBENE 204

4.4.1. Herausforderungen im Lebenszyklus eines digitalen Schutzgeräts als Folge von Digitalisierung und NIS 204
Oliver SKRBINJEK, Horst PAAR

4.4.2. Berücksichtigung der Eigenschaften stromstarker Störlichtbögen bei der Schutzsystemauslegung von Niederspannungsanlagen 206
Michael BRUHNS, Carlo LIEBERMANN, Peter SCHEGNER

4.4.3. Bedeutung von PHIL-Tests als Simulations-Cockpit 208
Carina LEHMAL(*), Ziqian ZHANG, Philipp HACKL, Robert SCHÜRHUBER

4.4.4. Spannungsschutz bei dezentraler Einspeisung 210
Ricardo HERRMANN, Wolf FISCHER, Michael MERCKER, Peter SCHEGNER

4.4.5. Kompensation der Messunschärfe durch Leitungs- Unsymmetrien bei der Distanzberechnung 212
Carlo LIEBERMANN, Peter SCHEGNER

4.4.6. Erarbeitung eines Leitungsmodell zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderstände an den Erdungspunkten 214
Thanh Binh NGUYEN(*), Carlo LIEBERMANN, Peter SCHEGNER

4.5. OPERATIVE ASPEKTE VERTEILNETZE 216

4.5.1. Lastflussbasierter Abruf von Flexibilität aus dem Verteilnetz 216
Sascha BIRK, Thorsten SCHNEIDERS, Wolfgang KETTER

4.5.2. Statistische Analyse von Mittelspannungsnetzen nach Versorgungsaufgabe 218
Tariq ALMOMANI, Rolf WITZMANN

4.5.3. Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb eines Umrichter-dominierten Mittelspannungsnetzes 222

Tobias WEINMANN(*), Tobias LECHNER, Michael FINKEL, Georg KERBER, Bernd ENGEL, Till GARN

4.5.4. Day-Ahead Netzzustandsprognose auf Mittelspannungsebene mit Neuronalen Netzen. 224
Sebastian STORCH(*), Michael FINKEL, Martin UHRIG, Michael KREISSL, Lothar BEHRINGER

4.5.5. Netzwerkvirtualisierung in LEO-Satellitensysteme für sichere Konnektivität und Überwachung der Infrastruktur im Energiesektor 228
Anna VOLKOVA(*), Hermann DE MEER

4.6. SCHWARZSTART UND INSELNETZE 230

4.6.1. Schwarzstart, Betrieb und Synchronisation eines umrichterbasierten Inselnetzes geführt durch einen netzbildenden Batteriespeicher 230
Carolin VOGEL(*), Anja UFKES, Rolf WITZMANN

4.6.2. Einbindung von Photovoltaik-Anlagen in Inselnetze auf Verteilnetzebene zur Unterstützung der Aufrechterhaltung kritischer Infrastrukturen während eines Blackouts 232
Giuseppe PULEO(*), Maximilian MÜTHERIG, Markus ZDRALLEK, Dirk ASCHENBRENNER

4.6.3. Simulative Untersuchung des stationären und dynamischen Betriebsbereichs eines Synchrongenerators im Inselnetzbetrieb 234
Johanna TIMMERMANN(*), Simon HÖTZEL, Claudia BERNECKER-CASTRO, Rolf WITZMANN, Tobias LECHNER, Sebastian SEIFRIED, Michael FINKEL, Dirk MENKER, Christian DELLMANN, Günther STÖRZER

4.6.4. Konzepte für den Aufbau und Betrieb eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene nach einem Blackout 236
Maximilian MÜTHERIG(*), Giuseppe PULEO, Wolfgang KRAUSE, Markus ZDRALLEK

4.6.5. Netzbelastung ausgewählter Verteilungen und Abgänge eines Krankenhauses als Grundlage zur Auslegung und Planung von Notstromsystemen 238
Sebastian SEIFRIED(*), Tobias LECHNER, Johanna TIMMERMANN, Claudia BERNECKER-CASTRO, Andreas ALTMANN, Jens KÜHNE, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

4.6.6. Planung des Netz- und Versorgungswiederaufbaus im Verteilnetz bei hohem Anteil erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung 240
Yasir SHAMIM, Hendrik VENNEGEERTS[1]

5 ERNEUERBARE ENERGIEN UND WASSERSTOFF 242

5.1. ERNEUERBARE ENERGIEN 242

5.1.1. Windkraftpotenzial in Bulgarien, Ungarn und Rumänien 242
Lukas LIEBMANN, Gustav RESCH[1], Ricki HIRNER, András MEZOSI, László SZABÓ[3]

5.1.2. Strategien für den optimalen Einsatz von Biomasse im österreichischen Energiesystem der Zukunft 244
Christa DIßAUER, Marilene FUHRMANN, Nadine GÜRER, Reinhard HAAS, Robert JANDL, Andreas SCHINDLBACHER, Christoph STRASSER

5.1.3. Economic and Ecologic Analysis of Biomass-based Energy Carriers in Austria – Contribution to Decarbonizing the Energy Sector by 2040 246
Nadine GUERER, Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS

5.1.4. Neue Märkte für erneuerbare Gase 248
Karina KNAUS, Christian FURTWÄNGLER

5.1.5. Analyse des Nutzungsverhaltens und Untersuchung der Einflussfaktoren auf die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland 250
Tobias BOPP, Nils GRÄFER, Bernd ENGEL

5.1.6. Limited Investments in Renewable Capacity Strategic Supply Reduction, Arrow Replacement Effect, and Unexpected Bureaucratic Delays 252
Christoph KRETSCHMER

5.2. PHOTOVOLTAIK 254

5.2.1. Alternative Photovoltaikpotenziale in der Steiermark 254
Marlene LOIDL(*), Jeannine SCHIEDER(*), Lohiya SATHISHKUMAR(*), Melanie HORN(*), Christof SUMEREDER

5.2.2. Entwicklung eines Tools zur spezifischen, lastgangbasierten Eigenverbrauchsoptimierung mittels PV-Leistungsprognose 256
Klaus MARKGRAF

5.2.3. Prognose der Einspeisung aus PV-Anlagen mit Hilfe von Wettervorhersagen 258
Tobias LECHNER(*), Florian BOGENDÖRFER, Sebastian SEIFRIED, Johanna TIMMERMANN, Claudia BERNECKER-CASTRO, Georg KERBER, Kathrin SCHAARSCHMIDT, Steffen HERRMANN, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

5.2.4. Facetten des Fortschritts – interdisziplinäre Perspektiven auf den PV-Ausbau in Österreich 260
Peter WOHLFART(*), Irene SCHICKER, Günter WIND, Philipp NOVAKOVITS, Markus SCHINDLER, Christian PFEIFFER, Lukas GNAM, Herwig RENNER

5.2.5. Dynamische Leistungsregelung von PV-Anlagen, Ein strategischer Ansatz zur Erreichung der PV-Ausbauziele 262
Alexander KONRAD(*), Robert GAUGL, Lia GRUBER, Christoph MAIER, Sonja WOGRIN

5.2.6. Weniger Komplexität und mehr Zuverlässigkeit hinter jedem Solarmodul 264
Franz BAUMGARTNER

5.3. ELEKTROLYSEURE UND BRENNSTOFFZELLEN 266

5.3.1. Reversible und räumlich getrennte Elektrolyse- Brennstoffzellensystem im Energienetz mit erneuerbarer Erzeugung 266
David BANASIAK, Thomas KIENBERGER

5.3.2. Entwicklung einer Brennstoffzellentestanlage zur Charakterisierung für den Einsatz in der Luftfahrt 268
Frederik JANTSCH(*), Toni SCHOTT(*) Jan HUSSLEIN(*), Johannes PAULUS, Isabell WIRTH

5.3.3. Simulation und Optimierung einer effizienten Betriebsstrategie für systemdienliche Elektrolyse 270
Moritz END(*), Thorsten SCHNEIDERS

5.3.4. Multifaktorielle Standortanalyse für Elektrolyseure in urbanen Räumen am Beispiel der Stadt Krefeld 272
Lukas SAARS, Marius MADSEN, Jörg MEYER

5.3.5. Modellierung einer PEM-Elektrolyseanlage zur Untersuchung des Verhaltens bei DC-Kurzschlüssen für die Bewertung von Schutzkriterien 274
Jakob LEIDE(*), Michael BRUHNS, Peter SCHEGNER

5.4. QUERSCHNITTSTHEMEN ZU WASSERSTOFF 276

5.4.1. Optimierte PPA Portfolios und Energiespeicher für die Produktion Grünen Wasserstoffs 276
Jonas BRUCKSCH(*), Jonas VAN OUWERKERK, Dirk Uwe SAUER

5.4.2. Techno-Economic Assessment of Waste Heat Recovery for Green Hydrogen Production: A Simulation Study 278
Natalie FRASSL(*), Nina RANJBAR-SISTANI, Yannick WIMMER, Judith KAPELLER, Klara MAGGAUER, Johannes KATHAN

5.4.3. Systematisches Vorgehen zur Analyse eines „Technologischen Innovationsystems (TIS)“ im Feld Wasserstoff am Beispiel der südafrikanisch-deutschen Energiepartnerschaft 280
Lukas KASPER(*), Eva HAUSER

5.4.4. Erneuerbarer Wasserstoff übers Stromnetz: Simulation zukünftiger Nachhaltigkeitskriterien in Europa 282
Bernhard THALER, Michael WOHLTHAN, Gerhard PIRKER

5.4.5. Tool Chain for Safety Evaluation of Hydrogen Applications 284

Martin KRENNBÖCK(*), Thomas STÖHR, Julius RAUH, Markus SARTORY, Alexander TRATTNER

5.4.6. Faktoren für die Entstehung eines internationalen Wasserstoffmarktes 286
Barbara DRÖSCHEL, Eva HAUSER, Henrik MANTKE, Benjamin ZECK

5.5. SYSTEMISCHE ASPEKTE WASSERSTOFF 288

5.5.1. Optimiertes Systemdesign für heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff für 2030. 288
Stefan REUTER(*), Anton BECK, Stefan STRÖMER, Matthias TRANINGER

5.5.2. Integrated Hydrogen Infrastructure Design and Optimization: A Case Study at Graz University of Technology Center Hydrogen Research 290
Teresa JAGIELLO, Markus KÖBERL, Markus SARTORY, Helmut EICHLSEDER, Christoph HOCHENAUER, Andreas WIMMER, Merit BODNER, Alexander TRATTNER

5.5.3. Determinanten für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur im treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem 292
Miriam FRÖMEL(*), Benjamin LUX, Gerda DEAC

5.5.4. Gesamtsystembetrachtung des NRL – Platzierung von neuen Betriebsmitteln und Elektrolyseuren 294
Sebastian WENDE-VON BERG, Mike VOGT, Kurt BRENDLINGER, Jakob KOPISKE

5.6. ÖKONOMISCHE ASPEKTE WASSERSTOFF 296

5.6.1. Entwicklung eines globalen Marktmodells für Wasserstoff 296
Philipp ORTMANN, Stefan REUTER, Stefan STRÖMER

5.6.2. Der Markthochlauf von Power-to-X in einem treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem 298
Gian MÜLLER(*), Felix KULLMANN, Jochen LINSSEN, Detlef STOLTEN

5.6.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der H_2-Energieversorgung in der Industrie 300
Felix SCHNELL(*), Yvonne EBOUMBOU EBONGUE, Alexander EMDE, Alexander SAUER

5.6.4. a comparison of economic benefits of hydrogen production in dc based wind farms 302
Robert ANNUTH(*), Christian BECKER

5.6.5. Global dynamics of critical raw material markets and Europe's 2030 hydrogen target: a game theoretic model 304
Sebastian ZWICKL-BERNHARD(*), Marzia SESINI, Max MÜNCHMEYER, Benjamin F. HOBBS

6 FLEXIBILISIERUNG UND ENERGIEGEMEINSCHAFTEN 306

6.1. DEZENTRALE FLEXIBILITÄT 306

6.1.1. Quantifizierung von Geschäftsmodellen für dezentrale Energieflexibilität 306
Camilla NEUMANN(*), Andreas TUERK, Matej PEČJAK

6.1.2. Stromausgleich Österreich: Plattform Flexibilisierung – Nutzung dezentraler Flexibilitäten im Strommarkt 308
Markus RIEGLER, Lukas OBERNOSTERER, Stefan HÜBL

6.1.3. HoWaFlex2Market – Flexibilität durch elektrische Warmwasserhängespeicher 310
Regina HEMM, Carlo CORINALDESI, Lisa DIAMOND, Frank STOCKER, Tarek AYOUB

6.1.4. Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte 312
Martin ASMAN(*), Christian DERKSEN, David CANO-TIRADO, Markus ZDRALLEK

6.2. INDUSTRIELLE FLEXIBILISIERUNG 314

6.2.1. Strategische Flexibilität im Fokus: Eine qualitative Flexibilitätsanalyse energieintensiver Industriestandorte in Österreich 314
Vanessa ZAWODNIK, Jasmin PFLEGER, Jana REITER, Kerstin PFLEGER-SCHOPF, Martin ZAVERSKY, Thomas KIENBERGER

6.2.2. Energieflexibler Betrieb von Carbon Capture-Anlagen in der Zementindustrie 316

Yvonne EBOUMBOU EBONGUE, Alexander SAUER

6.2.3. Daily Decision Model For Industrial Energy Flexibility Considering Economic Risk Through Conditional Value-At-Risk 318
Isabella BIANCHINI, Lea BITTEROLF, Alexander SAUER

6.2.4. Energiebereitstellung für die Grundstoff-Industrie – eine gesamtsystemische Perspektive 320
Markus KAISER(*), Ahmad ITANI, Charlotte SENKPIEL, Patrick JÜRGENS, Christoph KOST

6.2.5. Optimierungsbasierte Untersuchung des Autarkiegrades landwirtschaftlicher Betriebe .. 322
Patrick VITZTHUM(*), Martin MANDL, Andreas HOLZER, Thomas LOIBNEGGER, Robert GAUGL

6.3. SYSTEM-ASPEKTE DER FLEXIBILISIERUNG 324

6.3.1. Flexibilitätsbeitrag verschiedener Technologien im deutschen Energiesystem bis 2045. 324
Jael SEPÚLVEDA SCHWEIGER(*), Patrick JÜRGENS, Christoph KOST, Nourelden GAAFAR(*)

6.3.2. Der Einfluss des Klimawandels auf den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem der Zukunft – ein Vergleich der Auswirkungen in Österreich und Europa 326
Gustav RESCH, Florian HASENGST, Demet SUNA, Nicolas PARDO-GARCIA, Peter WIDHALM, Gerhard TOTSCHNIG, Franziska SCHÖNIGER

6.3.3. Modellierung des Wärmesektors und dessen Flexibilität für Simulationen gekoppelter Energiesysteme 330
Natalia LUNA-JASPE(*), Sebastian KOLB, Jürgen KARL, Kevin-Martin AIGNER

6.3.4. Autonome KI für zellulare Energiesysteme mit zunehmender Flexibilität durch Sektorenkopplung und verteilte Speicher 332
Lars QUAKERNACK, Jens HAUBROCK, Michael KELKER, Thomas REISINGER, Stefan WILKER, Wenyan YE, Ping ZHANG, Stephan RÖHRENBECK, Stefan ÜBERMASSER

6.4. FLEXIBILITÄT UND DEMAND RESPONSE 334

6.4.1. Multi-Use-Case-Logik der Flexibilitätsbeschaffung 334
Sarah FANTA(*), Ksenia TOLSTRUP, Markus RIEGLER, Lukas OBERNOSTERER, Christina WIRRER

6.4.2. Engagement und Co-Creation - bedürfnisangepasste Demand-Response-Methoden 336
Theresa Haydn(*)

6.4.3. A Reinforcement Learning Demand Response Model considering Demand Elasticity during high Electricity Prices in Germany 338
Jawana GABRIELSKI(*), Eduardo SALAZAR, Ulf HÄGER, Mauricio SAMPER

6.4.4. Strombedarfsorientierter Betrieb einer KWK-Anlage als Webservice – Steuerung einer realen Anlage 340
Bernd THOMAS, Günther GARBE, Daniel HÄMMERLE

6.5. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN I 342

6.5.1. Entscheidungshilfe für Gründer:innen von Energiegemeinschaften 342
Angela HOLZMANN, Martina KRENN(*)

6.5.2. Energy communities: Evaluation of existing experiences in Austria and assessment of future perspectives 344
Helen FISCHER(*), Frank RADOSITS, Silvana STAMENKOVIC, Amela AJANOVIC

6.5.3. Pricing Mechanisms for Decentralized Coordination in Energy Communities 348
Nathalie FRIEß(*), Andreas DARMANN, Ulrich PFERSCHY, Joachim SCHAUER

6.5.4. Rechtliche Analyse eines gemeinschaftlich genützten Batteriespeichers in einer Energiegemeinschaft 350
Robert PRATTER, Thomas NACHT, Benjamin KOHL, Rafael BRAMREITER, Andrea DORNHOFER, Florian STANGL

6.5.5. Zwei Jahre Energiegemeinschaften – Erfahrungen aus der Pionierphase 352
Matthias MALOTTKE, Frederike ETTWEIN, Lily HERGOVICH³

6.5.6. AI-Powered Predictions for Electricity Load in Prosumer Communities 354
Aleksei KYCHKIN, Georgios CHASPARIS

6.6. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN II 356

6.6.1. Auswirkungen von individuellen Handlungsempfehlungen auf das Verbrauchsprofil von Energiegemeinschaften 356
Lukas GAISBERGER(*), Tobias MÜHLBERGER

6.6.2. Analysing the Impacts of an external Power Supplier in a Renewable Energy Community 358
Gerald FEICHTINGER, Samuel RINGHOFER(*), Wolfgang POSCH

6.6.3. Welchen Beitrag liefern Energiegemeinschaften zur Energiewende? Eine kritische Diskussion 360
Guntram PREßMAIR(*), Martin MAYR, Georg BENKE

6.6.4. Elicitation and Formalization of Local Energy Community Stakeholder Requirements in Austria 362
Oliver LANGTHALER, Jawad KAZMI, Stefan LINECKER

6.6.5. Smart energy services for Energy Communities – Business models and user experience analysis from the Serve-U field trial 364
Karthik BHAT, Andrea WERNER, Ines MLINARIC(*), Martin EDER, Michael SCHMIDTHALER

6.6.6. An Inclusive and Community-Oriented Social License to Automate: First Insights 366
Lisa DIAMOND, Frederike ETTWEIN, Bernadette FINA, Giulia GARZON, Benjamin KIRCHLER, Andrea KOLLMANN, Lenart MOTNIKAR, Andrea WERNER, Jennifer BRANLAT, John EAKINS, Ida Marie HENRIKSEN, Declan KUCH, Na LI, Bernadette POWER, Geraldine RYAN, Tomas Moe SKJØLSVOLD, Helena STRÖMBERG, Selin YILMAZ

7 (FERN-)WÄRMEVERSORGUNG UND ENERGIEEFFIZIENZ 368

7.1. REGIONALE/LOKALE WÄRMEVERSORGUNG 368

7.1.1. KI-Gestützte Steuerung für Kühlsysteme 368
Thomas NACHT, Robert PRATTER, Nina BISKO

7.1.2. Braucht die Wärmewende regulatorische Instrumente? 370
Lukas KRANZL, Andreas MÜLLER

7.1.3. Analyse des Potenzials des Bodensees und der Möglichkeiten zur Wärmeversorgung der angrenzenden Gemeinden in Vorarlberg 372
Richard BÜCHELE, Markus FREI, Ulrich LANG

7.1.4. Nachhaltige Fernwärme für den Großraum Graz 374
Josef STEINEGGER(*), Andreas HAMMER, Thomas KIENBERGER

7.1.5. Örtlich hochaufgelöste Potenzialanalyse nachhaltiger Heiztechnologien in einer Großstadt am Beispiel von Krefeld 376
Laura SCHRIEFERS(*), Marius MADSEN, Arne GRASSMANN, Frank ALSMEYER

7.1.6. Fernwärme und Erneuerbare Energiegemeinschaft – Potenzialanalyse eines Energiewendekreislaufs in Eisenstadt 378
Lukas GNAM, Philipp NOVAKOVITS, Robert PRATTER

7.2. FERN- UND ABWÄRMEVERSORGUNG 380

7.2.1. Risikobeurteilung in der Fernwärme: Bewertung der wirtschaftlichen Risiken überregionaler Wärmetransportnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bei Energiepreisen und Abwärmeverfügbarkeit mittels Monte-Carlo-Simulationen 380
Nicolas MARX, Riel BLAKCORI, Tobias FOSTER, Klara MAGGAUER, Ralf-Roman SCHMIDT

7.2.2. Volkswirtschaftlicher Mehrwert der betriebsexternen Nutzung von industrieller Abwärme 382
Simon MOSER, Sebastian GOERS, Gabriela JAUSCHNIK, Mario REISINGER

7.2.3. 100% Renewable heat for industry: the green dream 384
Christian HOLTER, Lukas FEIERL, Peter LUIDOLT

7.2.4. Datenbasierte Analysemethodik zur Ermittlung von Potenzialgebieten für zentrale Wärmequellen 386
Paul Maximilian RÖHRIG, Jennifer Elayne BÜTER, Julius ZOCHER, Steffen KORTMANN, Andreas ULBIG

7.2.5. Ein multienergetischer Systemregler für die bidirektionale Anbindung an Wärmenetze der Zukunft 388
Paul SEIDEL, Martin ALTENBURGER, Joachim SEIFERT

7.2.6. Determining the Spatial-Temporal Heating Demand for Sector-Coupled Optimisation Models 390
Simon MALACEK(*), David CARDONA-VASQUEZ, Alexander KONRAD, José PORTELA, Sonja WOGRIN

7.3. WÄRME- UND KÄLTE IN GEBÄUDEN 392

7.3.1. Wärmebedarfsschätzung für Wohngebäude 392
Sarah SCHNEEBERGER(*), Edward LUCAS, Curtis MEISTER, Philipp SCHUETZ

7.3.2. Ökologische Parameter und räumliche Indikatoren der Etagenwirtschaft nachhaltiger Energieumwandlungssysteme 394
Manuela FRANZ, Hartmut DUMKE

7.3.3. Datenerhebung und Analyse der Heizenergieeffizienz mit Smart Home Technologien ... 396
Tobias REHM, Thorsten SCHNEIDERS, Frank SCHOLZEN

7.3.4. A cold storage PCM heat exchanger for daily summer free cooling with cold night air 398
Jacques ROBADEY, Sylvain VUILLEUMIER, Justin LALOU MONCEF

7.3.5. Zustandsdetektion in der Trinkwarmwasserinstallation mittels Temperaturhalteband 400
Martin ALTENBURGER(*), Joachim SEIFERT, Marcel RÖSCHKE

7.3.6. Kühlen mit freien Heizflächen – eine Systemlösung für Bestandswohngebäude auf dem Weg in die praktische Anwendung 402
André KREMONKE, Manuel KORNMACHER, Andrea MEINZENBACH, Alf PERSCHK, Lars HAUPT

7.3.7. Kühlen mit freien Heizflächen – ein Beitrag zur Optimierung von Bestandsheizungsanlagen in Wohngebäuden über den ganzjährigen Betrachtungszeitraum 405
Manuel KORNMACHER, André KREMONKE,
Andrea MEINZENBACH, Alf PERSCHK, Lars HAUPT

7.4. WÄRMEPUMPEN(-SYSTEME) 407

7.4.1. Möglichkeiten zum Einsatz von Großwärmepumpen an Kohlekraftwerksstandorten 407
Nicolas FUCHS, Reuven PAITAZOGLOU, Anja HANSKE, Jessica THOMSEN

7.4.2. Reduktion des Energiebedarfs durch den Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen in Industrieprozessen 409
Sabrina DUSEK, Veronika WILK, Felix HUBMANN, Manuel VERDNIK, René RIEBERER, Benjamin ZÜHLSDORF

7.4.3. Modelling the Electrical Power Demand of Different Heat Pump Systems: Approaches for Simplified and Detailed Load Assessment 411
Dominik J. STORCH(*), Simon NIEDERLE, Christoph J. STEINHART, Michael KREISSL, Christian GUTZMANN, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

7.4.4. Wärmepumpen als digitaler Zwilling 413
Lars HAUPT, Joachim SEIFERT, Thomas HACKENSELLNER

7.4.5. Gebäudesanierung und hybride Wärmepumpensysteme – Bündel von Modernisierungsmaßnahmen für öffentliche Nichtwohngebäude 415
Tim SCHAFFITZEL(*), Markus BLESL

7.4.6. Ein neuartiger Rotationswärmepumpen-Prozess zur Versorgung von latenter Prozesswärme unter Nutzung sensibler Wärmequellen 419
Gerald ZOTTER, Bernhard ADLER, Andreas LAENGAUER, Wolfgang SANZ

7.5. ENERGIEEFFIZIENZ 421

7.5.1. Welchen Mehrwert haben Energieaudits? 421

Georg BENKE, Aiga BARISA, Horváth MIKLÓS

7.5.2. Von der Datenerfassung zur Energieeffizienz: Messsysteme im Fokus der Energieeffizienzoptimierung 423
Wolf CHRISTIAN, Daniel UMGELTER, Christian SCHNEIDER, Alexander SAUER

7.5.3. Stromverbrauchsmessungen in Mietswohnungen: Ist Transparenz der Schlüssel für Energiebewusstsein und Einsparungen? 425
Tobias REHM, Stefanie KÖNEN, Lukas HILGER, Leon PETERSEN, Thorsten SCHNEIDERS

7.5.4. Energiesystemanalyse mit mobiler Messtechnik: Systematische Auswertung von Messkampagnen in KMU und öffentlichen Gebäuden 427
Lukas HILGER, Thorsten SCHNEIDERS, Frank SCHOLZEN

7.5.5. Rollenspezifische Kommunikationswerkzeuge als Schlüssel zu erfolgreicher Energiewende 429
Natallia RAITH(*), Nicole BRANDSTETTER(*), Hannah PFEFFER, Herbert PALM

7.5.6. Wissensvermittlung für die Energiewende in der Gesellschaft: Das Beispiel Steckersolar-Workshops 431
Stefanie KÖNEN, Sascha BIRK, Eberhard WAFFENSCHMIDT, Johannes STOLZ

7.6. ENERGIEVERSORGUNG VON QUARTIEREN 433

7.6.1. Digital Positive Energy Districts: A Scalable Strategy for Urban Heat and Power Transition? 433
Simon SCHNEIDER, Albert TREYTL, Stefan WILKER, Michael SCHMIDTHALERThomas ZELGER, Elisabeth KERSCHBAUM

7.6.2. Reversible SOCs als Bindeglied zwischen Plus-Energie-Quartieren und Strom-, Wärme- sowie Gasnetz 435
Dominik JANKOWSKI(*), Anton SEIDL, Robert PRATTER, Johanna GANGLBAUER, Christof BERNSTEINER, Christoph HOCHENAUER, Vanja SUBOTIC

7.6.3. Szenario-basierte Bewertung von Adaptionsschritten für KWK-Nahwärmekonzepte auf Basis eines teilsanierten Wohnquartiers 437
Christoph GOETSCHKES(*), Sonja WITKOWSKI, Mike SCHLAMANN

7.6.4. Temperature-Level Dependent Modeling of Energy Flows at the Quarter Level 439
Marius GÜTHS, Wiebke GERTH(*), Eric SCHULZE BERGE(*), Markus Wolfgang ZDRALLEK

7.6.5. Gebäudescharfe Analyse der Wärmebedarfssituation im suburbanen Raum am Beispiel der Stadt Wittichenau 441
Pauline GRUN(*), Joachim SEIFERT, Paul SEIDEL

7.6.6. Die Realisierbarkeit klimaneutraler Stadtteile mit integrierten „Power on Demand"- und „Power to Hydrogen" Systemen: Eine Modellierungsstudie 443
Kieran QUAINE, Elisabeth SIBILLE(*), Niusha SHAKIBI NIA, Nikolaus FLEISCHHACKER, Günter SIMADER

8 ENERGIESPEICHERUNG UND MOBILITÄTSZUKUNFT 445

8.1. ENERGIESPEICHERUNG 445

8.1.1. Analyse des Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherbedarfs in Österreich für 2040 445
Robert GAUGL, Jean-Yves BEAUDEAU, Katharina GRUBER, Stephan ÖSTERBAUER, Christian TODEM, Stefanie SCHREINER, Valentin WIEDNER, Sonja WOGRIN

8.1.2. Optimierter Speicherbedarf in Pumpspeicherkraftwerken für Europa mit 100% erneuerbarem Strom 447
Wolfgang RICHTER, Franz Georg PIKL, Gerald ZENZ, Kaspar VEREIDE, Elena PUMMER, Leif LIA

8.1.3. MILES - Mittel- und Langzeitspeicher im österreichischen Elektrizitätssystem 2030 449
Thomas KLATZER, David CARDONA VASQUEZ, Magdalena PAURITSCH, Viktor HACKER, Sonja WOGRIN

8.1.4. Innovative saisonale Energiespeicherung mit Eisenoxiden 451

Magdalena PAURITSCH(*), Michael LAMMER, Claudia PRÖLL, Fabio BLASCHKE, Viktor HACKER

8.1.5. Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im 110-kV-Netz 453
Benjamin STÖCKL(*), Thomas KLATZER, Gerhild SCHEIBER, Alexandra FROSCHAUER, Sonja WOGRIN

8.1.6. Replacing diesel-driven generators with batteries to power islanded grids: Modeling and performance comparison 455
Claudia BERNECKER-CASTRO, Johanna TIMMERMANN, Rolf WITZMANN, Tobias LECHNER, Sebastian SEIFRIED, Michael FINKEL, Kathrin SCHAARSCHMIDT, Steffen HERRMANN

8.2. ELEKTROMOBILITÄT 457

8.2.1. The future challenges for electric passenger cars 457
Amela AJANOVIC

8.2.2. Simulation based assessment of a Vehicle-to-building use case for an industrial site..... 459
Anna EISNER, Alois STEINER, Annika HÄMMERLE

8.2.3. Netzengpässe durch Spot-Markt orientierten Betrieb von E-Mobilität – unbegründet oder real? 461
Julia VOPAVA-WRIENZ, Maximilian ROCK, Ahmad Fayyaz BAKHSH, Thomas KIENBERGER

8.2.4. Simulation-based Analysis of Car-sharing Electrification in Lübeck 463
Aliyu Tanko ALI, Andreas SCHULDEI, Martin SACHENBACHER, Martin LEUCKER

8.2.5. Rechtliche Innovationen für die E-Mobilität von morgen..... 465
Michael DENK, Jovana WINKLER

8.3. ZUKUNFTSMOBILITÄT UND ÖPNV 467

8.3.1. “ZEMoS” Zero Emission Mobility Salzburg 467
Laurent PETERS, Sven DUM, Niusha SHAKIBI NIA, Nikolaus FLEISCHHACKER

8.3.2. Modellierung der Verkehrsnachfrage zur Entwicklung von energieeffizienten Mobilitätsangeboten 469
Marius MADSEN, Lukas SPENGLER, Marc GENNAT

8.3.3. Emissionswirkungen der 2021 reformierten Kfz-Steuer: Eine empirische Analyse..... 471
Joschka FLINTZ, Manuel FRONDEL, Marco HORVATH

8.3.4. Makroskopisches Mobilitätsmodell zur Identifizierung von Energieeffizienzpotenzialen im ÖPNV 473
Lukas SPENGLER(*), Marius MADSEN, Marc GENNAT

8.3.5. Evaluation von On-Demand-Verkehrssystemen im ÖPNV zur Förderung einer nachhaltigen Mobilität..... 475
Maurice GÖRGEN, Marc GENNAT

8.4. INNOVATIVE MOBILITÄTSTECHNOLOGIEN 477

8.4.1. Road Freight Decarbonization in the TEN-T Network in the Context of Future Energy Supply Infrastructures 477
Antonia GOLAB(*), Sebastian ZWICKL-BERNHARD, Steffen BAKKER, Jonas MARTIN, Hans AUER

8.4.2. Technological, Economic and Ecological Assessment of Powertrain Technologies in the Railway Sector 479
Maximilian WEBER, Christian ZINNER, Patrick PERTL, Alexander TRATTNER

8.4.3. Reformierung von Industrieabgasen als Basis für E-Fuels zur Erreichung der CO_2 - Neutralität 481
Daniel REINER(*), Marina ORLIĆ, Christoph HOCHENAUER, Vanja SUBOTIĆ

8.4.4. ATARaXiA – ein hocheffizienter Hubkolbenmotor für synthetische Kraftstoffe 483
Herbert FUNKE, Karl-H. FUNKE, Max SCHAULE

8.4.5. Untersuchung von Mischungseffekten paraffinischer Brennstoffe mit mineralölstämmigen Restmengen im Tank..... 485
Metalia IRAWAN-PIEPERHOFF, Laurin GRABLER, Wolfgang SCHRADER

8.4.6. Entwurf und Modellierung eines direktem kryogenem LH2-Treibstoffsystems für den Einsatz in Flugzeugen 487
Fynn THILKER(*), Andreas TRAMPOSCH, Fabrice GIULIANI

8.5. LADEASPEKTE ZUR ELEKTROMOBILITÄT 489

8.5.1. Smart charging oder V2G? Das wirtschaftliche Flexibilitätspotential von e-Fahrzeugflotten 489
Guntram PREßMAIR(*), Jakob PAPOUSCHEK, Martin MAYR, Michael THELEN

8.5.2. Dezentrales vs. zentrales Lademanagement von Elektroautos im Quartier 491
Paula OBERFEIER(*), Arne SURMANN, Niklas HAIN, Anna ROTHENHÄUSLER(*), Arne GROß und Matthias KÜHNBACH

8.5.3. Potential Grid-Service-Oriented and Market-Oriented Optimisation of a Local Charging Infrastructure Through a Genetic Algorithm 493
David CANO-TIRADO, Maximilian FORCHHEIM, Martin ASMAN(*), Markus ZDRALLEK, Sebastian PALMER

8.5.4. ProSafE² - Entwicklung einer feldtauglichen Methodik zur wiederkehrenden Prüfung von DC-Ladestationen 495
Daniel HERBST, Martin FÜRNSCHUß, Robert SCHÜRHUBER, Peter REICHEL, Daniel STAHLEDER, Christian AUER, Ernst SCHMAUTZER

8.6. BATTERIEN 497

8.6.1. Nachhaltigkeitsbewertung von Natrium-Ionen Batterien in der frühen Entwicklungsphase – Usecase Kathodenscreening 497
Manuel BAUMANN, Jens PETERS, Friedrich JASPER, Merve ERAKCA, Hüseyin ERSOY, Sebastian PINTO-BAUTISTA, Bismark RAZA HARUNA, Marcel WEIL

8.6.2. Energiekosteneinsparung durch Batteriespeicherintegration im Praxisbeispiel 499
Markus P. RESCH, Robert SCHÜRHUBER, Martin ZLOKLIKOVITS

8.6.3. Großbatteriespeicher in der Praxis – vom Konzept bis zur Inbetriebsetzung 501
Philipp BERNER, Werner SCHÖFFER, Martin STACHELBERGER, Jürgen PLESCH, Stefan PERLOT

8.6.4. Preise und Carbon Footprint Emergenter Natrium-Ionen Batterien 503
Jens PETERS, Manuel BAUMANN

8.6.5. Betriebsführung von Batteriesystemen in Industriebetrieben mit Reinforcement Learning 505
Anna ROTHENHÄUSLER(*), Arne GROSS, Matthias KÜHNBACH

8.6.6. Ökobilanz einer Bleibatterie – Warum das? 507
Friedrich JASPER(*), Manuel BAUMANN, Bernhard RIEGEL, Marcel WEIL

1 PLENAR-SESSIONEN

1.1. ZUKUNFT DER ENERGIE- UND ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

1.1.1. 2024 – Schlüsseljahr für die Energiewende?

Gerhard CHRISTINER[1]

Unser Energiesystem befindet sich in einem grundlegenden Umbau. Die Umstellung auf 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2030 sowie die Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 ist das erklärte Ziel der österreichischen Bundesregierung: Es geht um die Unabhängigkeit Österreichs und Europas von fossilen Energieträgern, die Verfügbarkeit von preisgünstiger Energie und Strom, die Lösung der Klimakrise sowie die Beibehaltung der österreichischen Versorgungssicherheit, die mit 99,99 Prozent im weltweiten Spitzenfeld rangiert [1].

Aktuelle Situation: Kritische Netzsituationen häufen sich

Aktuell ist das Bestandsnetz der APG den Anforderungen den gesamten Stromverbrauch bis 2030 zu dekarbonisieren nicht gewachsen und es bräuchte dringendst moderne gesetzlichen Rahmenbedingungen, die den notwendigen Ausbau der Infrastruktur beschleunigen. Fehlende Anschlusskapazitäten für die erneuerbaren Energien, stetig steigender Redispatchbedarf (2023: 142 Mio. Euro im Vergleich zu 94 Mio. Euro im Gesamtjahr 2022), spürbare Strompreisdifferenz zwischen Österreich und Deutschland (rd. 7 EURO/MWh 2023 mit einem volkswirtschaftlichen Mehrkosten für den Stromkunden von rd. 500 Mio. EURO), viel zu lange Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturprojekte (z.B. das Genehmigungsverfahren für die Salzburgleitung dauerte insgesamt 77 Monate), mangelhafte digitale Vernetzung aller Akteure des Energiesystems sowie das Fehlen einer abgestimmten Gesamtsystemplanung seien hierfür beispielhaft angeführt [2].

Notwendigkeiten: Das Gelingen der Energiewende entscheidet sich im Stromnetz

Damit der Weg zur Klimaneutralität Österreichs versorgungssicher gelingen kann, ist neben einer umfassenden Gesamtsystemplanung jedenfalls die Beschleunigung des Netzausbaus erforderlich. Eine Voraussetzung dafür bildet neben den im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investitionen von neun Milliarden Euro in den kommenden zehn Jahren, insbesondere die Umsetzung aktueller Gesetzesnovellen, um weitere Verzögerungen des erforderlichen Ausbaus zu vermeiden [3].

Die größte Herausforderung im Jahr 2024 liegt darin: ein Bewusstsein zu schaffen und Maßnahmen zu ergreifen, um Genehmigungsverfahren drastisch zu beschleunigen, eine Gesamtplanung zu etablieren, die eine synchronisierte Umsetzung aller Projekte der nachhaltigen Energiewende ermöglicht, ausreichende Ressourcen auf Behördenseite sicherzustellen und ein investitionsförderndes Regulierungsregime zu schaffen. 2024 müssen die Weichen im Bereich der rahmengebenden Gesetzgebung geschaffen werden.

Darüber hinaus braucht es eine digitale Transformation, um die Potenziale kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten über digitale Plattformen nutzen zu können sowie die Datengenerierung mithilfe von Sensorik in Umspannwerken und Leitungen zu ermöglichen. Diese Daten stellen eine wertvolle Ressource dar, welche für eine effiziente Betriebsweise des Netzes genutzt werden kann und als essenzielle Grundlage für die Implementierung von KI-Anwendungen dient.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 (0) 50320 - 161

Insgesamt steht 2024 als Schlüsseljahr für die Energiewende im Zeichen entscheidender Maßnahmen und Weichenstellungen. Nur durch eine koordinierte Anstrengung aller Akteure in Richtung beschleunigter Netzausbau, die Schaffung eines investitionsförderndes Regulierungsregimes und die Einleitung einer digitalen Transformation kann der Weg zur Klimaneutralität Österreichs versorgungssicher gelingen.

Referenzen

[1] E-Control. (2023). Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich 2022. Wien: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
[2] Austrian Power Grid AG. (2024). Infografiken. https://www.apg.at/infografiken. Wien: Austrian Power Grid AG.
[3] Austrian Power Grid AG. (2023). Netzentwicklungsplan 2023. Wien: Austrian Power Grid AG.

1.1.2. Energiewende – aktuelle Projekte des BMK

Jürgen SCHNEIDER[1]

Aktuelle Projekte des BMK

2023 war global gesehen das mit Abstand wärmste Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Auch die ersten beiden Monate 2024 fügen sich in dieses Bild ein. Als Folge kommt es – wie in Klimamodellen vorhergesagt – weltweit, aber auch in Österreich zu häufigeren und intensiveren Extremwetterereignissen (dazu zählen Hitzewellen, Dürren, Waldbrände, Starkniederschläge, Murenabgänge, Hang- und Gletscherrutschungen, Steinschläge, Hochwasser, Stürme, Unwetter mit Hagel usw.), mit z.T. katastrophalen Schäden für Mensch und Natur. Mit fortschreitender Erwärmung erhöhen sich die Risiken immer weiter. Dies ist insbesondere der Fall, wenn Kipppunkte im Klimasystem erreicht werden und sich wesentliche Bestandteile des Erdsystems damit teils unwiderruflich verändern und klimawandelbedingte Bedrohungen zusätzlich verschärfen.

Zur Eindämmung der schlimmsten Folgen der Klimakrise hat sich die Weltgemeinschaft im Rahmen der Klimakonvention der Vereinten Nationen im Pariser Übereinkommen darauf verständigt, die für die Erwärmung hauptverantwortlichen Treibhausgasemissionen in den nächsten Jahren drastisch zu reduzieren.

Da der Großteil der Treibhausgasemissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger stammt, ist das Vorantreiben der Energiewende – also der Umstieg auf ein 100% erneuerbares Energiesystem – zwar nicht einziger, aber immer zentraler Baustein jeder Klimaschutzstrategie.

Aber es gibt weitere gute Gründe, die Energiewende voranzutreiben. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und dessen Folgen hat uns vor Augen geführt, dass das derzeitige fossil dominierte Energiesystem grundlegende Anforderungen nicht erfüllen kann, nämlich eine sichere, leistbare und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen. Nur durch koordinierte, umfangreiche, rasche und oft sehr teure Notfallmaßnehmen konnte die Versorgungssicherheit im Winter 2022/23 und danach erreicht werden, sowie die Folgen der hohen Energiepreise für Haushalte und Unternehmen abgemildert werden.

Systemisch und damit nachhaltig wirksam hingegen sind alle Maßnahmen die die Energiewende vorantreiben. Zudem wird dazu heimische Wertschöpfung geschafft; fossile Energieträger werden im Gegensatz dazu in Österreich im Schnitt zu über 90 % importiert, oft aus Staaten, die unsere Werte nicht teilen.

Energiewende geht mit einer Elektrifizierung vieler Anwendungen, die derzeit noch auf fossiler Energie basieren, einher. Dadurch, dass in Österreich bereits rund 80 % der Stromerzeugung erneuerbar erfolgen, geht damit eine Dekarbonisierung einher. Zudem hat Österreich das Ziel, bis 2030 100 % des verbrauchten Stroms bilanziell erneuerbar herzustellen.

Von Seiten des Klimaschutzministeriums werden Rahmenbedingungen – oft auf Basis europäischer Regelungen – geschaffen, die die Energiewende vorantreiben und bestehende Barrieren abbauen sollen. Ziel ist es dabei unter Nutzung von Marktkräften die Energiewende rasch, effizient und effektiv umzusetzen.

Exemplarisch werden im Folgenden einige der vielen einschlägigen Projekte des Klimaschutzministeriums vorgestellt.

Stand März 2024 soll das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) nach erfolgter Begutachtung zeitnah dem Nationalrat zur Beschlussfassung vorgelegt werden. Das ElWG umfasst viele große und kleine Änderungen gegenüber dem ElWOG, die insgesamt fast alle Bereiche der Elektrizitätswirtschaft betreffen. Sie sollen einerseits den Stromsektor für eine erneuerbare Energiezukunft fit machen, andererseits auch Erfahrungen der Energiekrise einarbeiten und entsprechende neue europäische Regelungen umsetzen. Das neue ElWG schafft somit einen zeitgemäßen Rechtsrahmen für den

[1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Stubenbastei 5, 1010 Wien, Österreich

österreichischen Strommarkt und bringt klare Regeln für den gezielten und schnellen Ausbau der Stromnetze.

Mit dem erneuerbaren Ausbaubeschleunigungsgesetz EABG soll es zu einer Verfahrensbeschleunigung für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, elektrische Leitungs- und Speicheranlagen, Fernwärme- und Kältenetze sowie Wasserstoffnetze führen. Das EABG umfasst zwei inhaltliche Schwerpunkte. Die Einführung eines eigenständigen Verfahrensregimes, das eine spürbare Beschleunigung von Genehmigungsverfahren bewirkt, und qualitative Vorgaben für eine Energieraumplanung (u.a. zur Lösung bestehender Konfliktfelder mit Landnutzung und Naturschutz). Mit dem EABG sollen auch die in der REDIII-Richtlinie der EU enthaltene Vorgaben für Genehmigungsverfahren, etwa die Ausweisung und Ausgestaltung von Beschleunigungsgebieten, umgesetzt werden. Derzeit (März 2024) ist der Gesetzesentwurf in innerkoalitionärer Verhandlung.

Um den Rekordausbau von PV weiter fortzuführen, wurde die Umsatzsteuer auf PV-Anlagen unter 35 kWpeak auf null Prozent gesetzt. Um auch weiter attraktive Förderbedingungen für alle erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien zu haben, werden die Förderungen gemäß Erneuerbaren Ausbaugesetz (EAG) auf Basis eines energiewirtschaftlichen Gutachtens in entsprechenden Verordnungen der Klimaschutzministerin angepasst.

Ein erneuerbares Energiesystem braucht entsprechende Infrastruktur. Daher hat das Klimaschutzministerium einen integrierten Netzinfrastrukturplan erstellt. Der integrierte österreichische Netzinfrastrukturplan ist ein übergeordnetes strategisches Planungsinstrument und ermöglicht eine umfassende Gesamtbetrachtung der Infrastrukturnotwendigkeiten des zukünftigen Energiesystems. Aus dem Plan kann abgeleitet werden, welche Energieinfrastruktur für die Transformation des Energiesektors notwendig ist.

Trotz Elektrifizierung werden erneuerbare Gase im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen. Das von der Regierung dem Gesetzgeber vorgelegte Erneuerbare Gasgesetz sieht einen Ausbaupfad für nicht-fossile Gase vor, um bis 2030 mindestens 7,5 TWh im österreichischen Gasmix zu haben. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft benötigt darüber hinaus gezielte Maßnahmen zur Förderung von Erzeugung und Verbrauch. Gleichzeitig soll eine geeignete Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff aufgebaut werden, vor allem durch die Nutzung und den gezielten Umbau der bestehenden Erdgasinfrastruktur in eine reine Wasserstoffinfrastruktur.

Seit Oktober 2022 gibt es auch für Quellen außerhalb des traditionellen EU-Emissionshandels in Österreich eine CO2-Bepreisung, die einen wichtigen Schritt in Richtung Kostenwahrheit darstellt. Dadurch werden erneuerbare Energieanwendungen für Haushalte und Unternehmen attraktiver. U.a. zur Vermeidung sozialer Härten werden die Einnahmen über den regionalen Klimabonus an Haushalte zurückverteilt.

Da der Umstieg auf erneuerbare Energie sowie Energieeffizienzmaßnahmen oft kapitalintensiv sind, fördert das Klimaschutzministerium entsprechende Investitionen bei Haushalten und Unternehmen inklusive Industrieunternehmen mit Rekordbudgets. Diese werden vom Markt gut aufgenommen.

Trotz bereits implementierter bzw. in Planung befindlicher Maßnahmen zur THG-Reduktion wird die Republik in Zukunft aber mit einem Rest an schwer bzw. nicht vermeidbaren THG-Emissionen umgehen müssen. Mit solchen Lösungsansätzen für diese Restemissionen wird sich die bis Mitte 2024 von BMK und BMF federführend gestaltete Carbon Management Strategie (CMS) befassen.

1.1.3. Energiesystem von Infrastruktur bis Regulierung

Alfons HABER[1]

Einleitung

Die europäische Energiewirtschaft ist im Wandel. Die Anforderungen an die jeweiligen Energiesysteme werden durch die europäischen und nationalen Zielsetzungen der Dekarbonisierung geändert. Der Energiesystemwandel wird auch immer öfters in Verbindung mit einem verzahnten Energiesystem, welches sich über mehrere Energieinfrastrukturen erstreckt und mehrere Energieträger umfasst, in Verbindung gebracht. Im folgenden Beitrag werden am Beispiel von Österreich die bisherigen sowie zukünftigen Herausforderungen der Energiesystemwende im Überblick dargestellt, wobei jeweils vertiefende Diskussionen in die jeweiligen Themengebiete erforderlich sind. Dabei wird der aktuelle Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen für die Erhöhung der nationalen Erzeugungsbilanzen diskutiert. Aufbauend darauf werden die Anforderungen an das Stromnetz, beginnend vom Anschluss bis zum Netzausbau dargelegt. Diese Leitungsverfügbarkeiten sowie Leitungskapazitäten sind notwendig, um die zusätzlichen Erzeugungs- sowie Verbrauchsanlagen für die Substitution von Einsätzen, Speicherungen, sowie zur Umwandlung von Energie – Stichwort Wasserstoff – an das Stromnetz anzuschließen. Der Beitrag rundet mit der Vorstellung des regulatorischen Rahmens für die zukünftigen Energienetze am Beispiel von Stromnetzen ab.

Diskussion

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) sieht vor, dass ab dem Jahr 2030 der Gesamtstromverbrauch zu 100 % national bilanziell aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. [1] Die Erzeugung aus Erneuerbaren soll bis 2030 um 27 TWh gesteigert werden. [1] Von 2020 bis 2023 wurden insgesamt ca. 5,3 GW erneuerbarer Stromerzeugungsleistung installiert. Somit wurde 2023 erstmals das basierend auf dem Hauptziel abgeleitete Zwischen-Ausbauziel überboten. Dies ist vor allem auf den deutlichen Photovoltaik(PV)-Zubau zurückzuführen. Die Erzeugungscharakteristik der Erneuerbaren Energie ist charakteristisch dargebotsabhängig und somit nur bedingt steuerbar. Die tatsächliche Erzeugung ist sehr stark von den Witterungsbedingungen abhängig. Diesbezüglich sind beispielhaft besonders 2021 und 2022 im Vergleich zum 2020 als schlechte Wasserjahre hervorzuheben.

Der starke Zubau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung verursacht neue Anforderungen an das Stromnetz, beginnend vom Anschluss bis zum Netzausbau über alle Spannungsebenen. Im Jahr 2023 wurde der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber von der E-Control genehmigt, welcher in seinen Projekten einen fortschreitenden Ausbau Erneuerbarer Technologien berücksichtigt. Im vorliegenden Beitrag werden beispielhaft der PV-Ausbau und die damit entstehenden Herausforderungen diskutiert. Die Zahl der Anträge für PV-Anlagen, hat sich in vielen Netzgebieten vervielfacht. Ende 2022 gab es knapp 250.000 Zählpunkte für PV-Anlagen, hauptsächlich auf der Niederspannungsebene, was viele Verteilernetzbetreiber an ihre Grenzen der Umsetzbarkeit geführt hat. Ende 2023 waren rund 400.000 PV-Anlagen an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Um die österreichischen Ausbauziele zu erreichen, sind bis 2030 jährlich rund 100.000 zusätzliche PV-Einspeise-Zählpunkte erforderlich und leistungsmäßig in Summe über alle erneuerbaren Erzeugungstechnologien noch rund 15 GW. Ein solcher Zuwachs wird das Verteilernetz und das Übertragungsnetz sowie einhergehend die Netzbetreiber weiterhin vor große Herausforderungen stellen. Als einen Beitrag von mehreren zur Bewältigung dieser Herausforderungen entwickelte die E-Control 2023 einen Aktionsplan Netzanschluss, der die zugrundeliegenden Prozesse darstellt, Herausforderungen identifiziert und Aktionen vorschlägt. [2] Eine wichtige Ableitung des Aktionsplans ist die Netzanschluss-Erhebung der E-Control. Mittels quartalsweiser Erhebungen bei Verteilernetzbetreibern werden Status und Fortschritt des Ausbaus und die Integration der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erfasst. Dabei werden die Anzahl der Anträge auf Netzanschluss, die bei den Verteilernetzbetreibern pro Quartal eingelangt sind, sowie die Anzahl an zugesagten Anträgen erfragt. Außerdem werden die zugehörigen Engpassleistungen, netzwirksamen Leistungen und (nur bei PV) die

[1] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Rudolfsplatz 13A, 1010 Wien, Tel: +43 1 24724 600, alfons.haber@e-control.at, www.e-control.at

Modulspitzenleistungen erfasst. Zudem werden durchschnittliche Zeitdauern des Netzanschluss-Prozesses angegeben, sowie eine Erhebung nach dem Bestand an Stromerzeugungsanlagen und meldepflichtigen Betriebsmitteln. [2] Zugehörige Veröffentlichungen sind ab 2024 quartalsmäßig geplant.

Neben den erzeugungsseitigen Entwicklungen sind die verbrauchsseitigen Änderungen und Anforderungen an das Lastverhalten nicht zu vernachlässigen. Es ist mit steigendem Verbrauch im Elektrizitätssektor durch die Elektrifizierung anderer Sektoren wie z. B. Transport, Wärme, Industrie zu rechnen. Der Ausbau volatiler Erzeugung fordert auch ein flexibles bzw. angepasstes Lastverhalten. Dabei weisen besonders „neue Verbrauchergruppen“ wie Elektromobilität, Wärmeanlagen sowie Power-to-X-Anlagen Potentiale für Laststeuerungen auf. Es werden somit neue Verbrauchsschwerpunkte erschlossen, die einen abgestimmten Infrastrukturausbau bzw. abgestimmte Verortung verlangen. In diesem Zusammenhang soll die Rolle von Elektrolyseuren bzw. Wasserstoff hervorgehoben werden, die eine Verzahnung mehrerer Energiesysteme ermöglicht und dadurch zusätzliche Transport-, Speicher- sowie Flexibilitätsmöglichkeiten für das Stromsystem schafft. Über die technologieübergreifende Betrachtung der erforderlichen Infrastrukturen sollen neue Angebote, wie beispielhaft angeführt für Wasserstoff, geschaffen werden, um so insbesondere den industriellen Nachfragern ein Angebot für die Transformation zu bieten. Weiterführend gilt es die Infrastrukturen, insbesondere die Netze, entsprechend, national und international, akkordiert zu planen. Wege werden hier u. a. bereits im integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan gegangen. [3]

Die Transformation des Energiesystems erfordert starke, intelligente Netze und innovative Ansätze, die hohe Investitionen auslösen. Die bis 2032 geplante Investitionstätigkeit der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber liegt bei ca. 20 Mrd. €. Mit der ab 1. Jänner 2024 geltenden neuen Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber wurde ein stabiler und vorhersehbarer Regulierungsrahmen geschaffen, der es den Netzbetreibern ermöglicht, alle erforderlichen Maßnahmen für kommende Herausforderungen umzusetzen und flexibel auf neue reagieren zu können. So wurde beispielsweise ein neuer Betriebskostenfaktor für den Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte von Erneuerbaren Energieträgern eingeführt, durch den einmalige Betriebskosten abgegolten werden. Zudem wurde ein Forschungsbudget, das bei 0,6 % der Betriebskosten liegt, eingeführt, um innovative Weiterentwicklung u. a. in Zusammenarbeit mit Universitäten und Hochschulen zu forcieren. Darüber hinaus wurde beim Finanzierungskostensatz, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals der Netzbetreiber sicherstellen soll, erstmalig eine separate Betrachtung von Alt- und Neuanlagen eingeführt. Aufgrund der aktuell außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen wird erstmalig eine Aufrollung des systemimmanenten Zeitverzugs bei der Inflationsabgeltung eingeführt. Das neue Regulierungsmodell soll bis Ende 2028 gelten und stellt die wichtige Grundlage für den Stromnetzausbau in einer sehr bestimmenden Phase der Energiesystemwende dar.

Zusammenfassung

Die Sicherung der Energiesystemwende und die zukünftige Versorgungssicherheit sind die Kernaufgaben der kommenden Jahre. Dafür müssen der Ausbau und Integration von Erneuerbaren Energien sowie der Netzausbau weiterhin verfolgt werden. Der Ausbau von Sektorkopplungstechnologien ermöglicht die Nutzung der Synergien unterschiedlicher Energieträger und Infrastrukturen. Gezielte Laststeuerung von „neuen Lasten“ ist für den erfolgreichen Systemwandel wichtig. Der Regulierungsrahmen der 5. Periode ermöglicht die kommenden Herausforderungen kosteneffizient umzusetzen bzw. auf neue Herausforderungen flexibel und zukunftsweisend reagieren zu können.

Referenzen

[1] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, BGBl. I Nr. 150/2021 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 198/2023.https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619&Artikel=&Paragraf=0&Anlage=&Uebergangsrecht=, abgerufen 05.02.2024.
[2] E-Control, Aktionsplan Netzanschluss, abgerufen 09.02.2024.
[3] BMK, Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Entwurf zur Stellungnahme, 07.07.2023.

1.2. GASSEKTOR DER ZUKUNFT UND DEKARBONISIERUNG

1.2.1. inGRID – Einspeisekarte für erneuerbare Gase

Helmut WERNHART[1], **Vartan AWETISJAN**[2]

Inhalt

Das Ziel von inGRID ist es, eine umfassende Übersicht über die optimalen und effizienten Einspeisepunkte für erneuerbare Gase im Gasnetz zu schaffen.

Hintergrund dieser Initiative ist, dass in einem erneuerbaren Energiesystem ein Energie-shift vom Sommer in den Winter zu erfolgen hat. Erneuerbare Gase eignen sich mit ihrer Eigenschaft der Speicherbarkeit gut diese Funktion zu erfüllen. Es ist somit auch Ziel des österreichischen integrierten Netzinfrastrukturplanes des BMK möglichst viel Biomethananlagen an das Gasnetz anzuschließen.

Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, die wachsende Menge erneuerbarer Gase in das bestehende Gasnetz zu integrieren. inGRID liefert eine solide Grundlage für qualitative und quantitative Aussagen zum Netzanschluss. Die digitale Karte erfasst nicht nur die optimalen Einspeisepunkte, sondern berücksichtigt auch die technischen Anforderungen wie Druck und Menge, um einen sicheren, effizienten und kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten.

Die Zusammenarbeit mit Netzbetreibern, Forschungsinstituten und führenden Experten aus der Energiebrache hat inGRID zu einem wegweisenden Projekt gemacht, das das Potenzial hat, die Energiewende zu beschleunigen und die CO2-Emissionen signifikant zu reduzieren.

inGRID steht 24/7 öffentlich unter https://ingrid.aggm.at/ zur Verfügung!

Methode

inGRID basiert auf einem digitalen Zwilling des österreichischen Gasnetzes – eingeteilt in Effizienzklassen für die Einspeisung erneuerbarer Gase. Zur Identifikation geeigneter Anlagenstandorte für Biomethan wurden sowohl die Ressourcenverfügbarkeit als auch die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes betrachtet.

Für die Wasserstoffeinspeisung ist in inGRID bereits das zukünftige Wasserstoffnetz aus der H_2-Roadmap für Österreich implementiert. Darüber hinaus zeigt inGRID auch geeignete Umspannwerke für den Anschluss von Elektrolysen und demnächst auch die realisierbaren Potentiale für die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind, Wasser und Photovoltaik.

Biomethan oder Wasserstoff

Somit bietet inGRID den Produzenten und Planern von Biomethan und Wasserstoffanlagen viele Vorteile. Durch die kategorisierte Darstellung des Gasnetzes – verschiedene Effizienzklassen sind farblich gekennzeichnet – werden Einspeiser zu den effizientesten Anschlusspunkten geleitet. Dadurch können Synergien im Netz geschaffen und Engpässe vermieden werden, was letztendlich zu einem effizienteren und schnelleren Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen führt.

Zur Auswahl des eingespeisten Gases stehen in inGRID Biomethan oder Wasserstoff zur Verfügung. Bei Biomethan kann zusätzlich die Einspeiseleistung von 200 Nm³/h bis zu 5.000 Nm³/h stufenweise variiert werden. In Abhängigkeit der Einspeiseleistung ändern sich auch die Effizienzklassen der Eignungszonen. Darüber hinaus kann ausgewählt werden, ob es sich um eine bestehende oder neue

[1] AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, +43 1 27560 28872, helmut.wernhart@aggm.at, www.aggm.at
[2] AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, +43 1 27560 28884, vartan.awetisjan@aggm.at , www.aggm.at

Biomethan Anlage handelt. Dementsprechend ändert sich auch der Radius der Eignungszone von 3 km auf 10 km. Diese Distanz entspricht dem maximalen Netzanschlusskoeffizienten gemäß Gaswirtschaftsgesetz, bis zu dem der Netzbetreiber die Kosten Einspeisestation inkl. Verdichter und Anschlussleitung übernimmt.

Bei der reinen Wasserstoffeinspeisung sind aktuell noch keine Effizienzklassen definiert. Stattdessen wird die voraussichtliche Inbetriebnahme der zukünftigen Wasserstoffleitung- welche von der Kundennachfrage abhängt – dargestellt.

Diverse weitere Layer wie das Ressourcenpotential, bestehende Biogasanlagen, Umspannwerke, Ausschlussflächen und die Wärmebedarfsdichte können in der Ebenenauswahl aktiviert werden. Über den „Biomethanpotential Rechner“ kann regional in einem bestimmten Umkreis das jeweilige Biomethanpotential nochmals mathematisch als Schnittmenge des Kreises berechnet werden.

Außerdem kann der jeweilige Netzbetreiber mit einem Click auf die Leitung angezeigt werden. Weiters kann die ungefähre Distanz zum Gasnetz mit dem „Messen Tool“ ermittelt werden, die tatsächliche Distanz kann jedoch nur vom Netzbetreiber selbst bestimmt und festgelegt werden!

Ergebnisse

Das Ergebnis ist eine für alle zugängliche Web GIS Applikation, die sowohl als Planungsgrundlage für Produzenten von erneuerbaren Gasen als auch als Beratungstool für Netzbetreiber dient. Europaweit ist inGRID die bislang erste Web GIS Applikation mit diesem Inhalt.

Mit inGRID wird es gelingen den Transformationsprozess weg von der direkten Verstromung von Biogas hin zu einer Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz schneller zu gestalten.

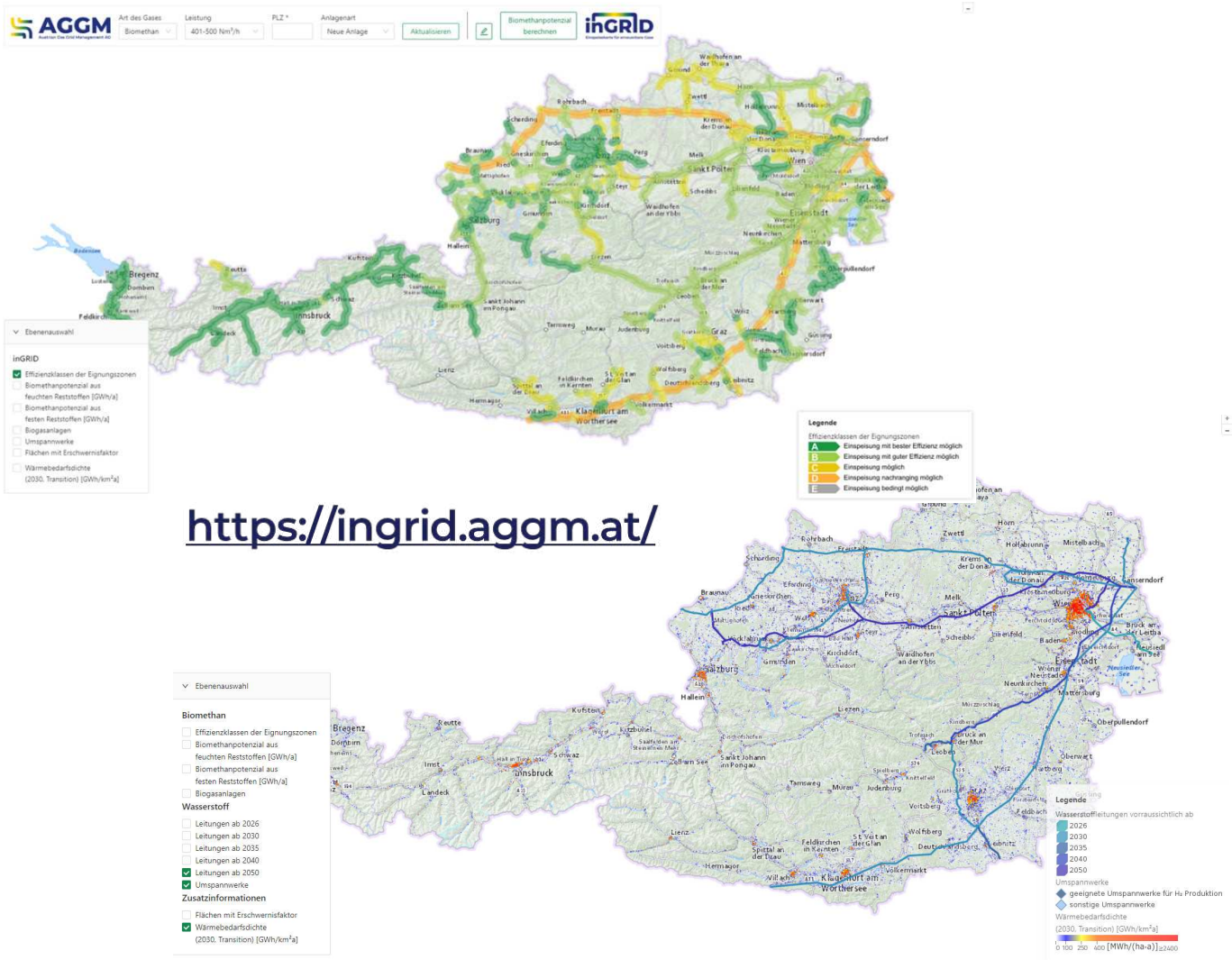


Abbildung 2: inGRID, Screenshot der Web GIS Applikation; Biomethan und Wasserstoff

1.2.2. Grüner Wasserstoff durch Elektrolyse: Wegbereiter der Energiewende in Energie, Industrie und Mobilität

Alexander TRATTNER[1,2]

Abstract

To make our society sustainable and decarbonize it, we need to incorporate renewable hydrogen into our energy system. Hydrogen serves multiple purposes, ranging from energy storage for later use in industry applications and to fueling vehicles. The infrastructure must be customized according to its application, focusing on the hydrogen's quality, volume, and its state — whether it's pressurized or liquefied. Today, the most promising way to produce green hydrogen is via electrolysis supplied by green electricity. There are different basic principles how electrolysis can be performed. Based on the electrolyte, the following technologies will be discussed: proton exchange membrane electrolysis (PEMEL), anion exchange membrane electrolysis (AEMEL), alkaline electrolysis, (AEL or AEL-EL), high temperature electrolysis (HTEL); see Figure 1. The detail descriptions are necessary to understand the advantages of the technology and the application possibilities.

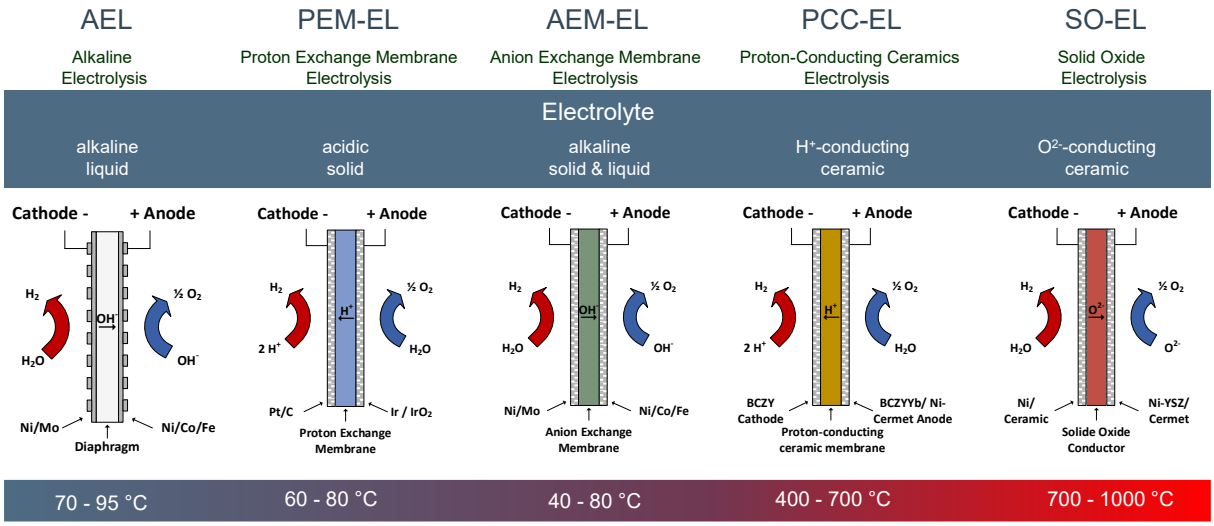


Figure 1: Overview of electrolysis technologies

1. Alkaline Electrolysis (AEL): Alkaline Electrolysis (AEL) technology, prevalent since the early 1900s, typically operates at pressures between 1-20 bars and achieves electrical efficiencies of 60-70% under standard conditions. AEL uses an alkaline solution of potassium or sodium hydroxide, and is known for its durability and scalability to multi-megawatt systems, highlighting its potential for large-scale hydrogen production. Despite its low current densities (up to 0.6 A/cm) and modest pressure levels, AEL's benefits include cost-effectiveness, longevity, and the lack of need for costly, scarce catalyst materials. Modern systems can operate at electric powers up to 100 MW. However, its electrolyte, a liquid potassium hydroxide solution, presents safety challenges due to its corrosive nature. Additionally, achieving the often-required hydrogen purity level of 5.0 for further use remains a challenge.

2. Proton Exchange Membrane Electrolyzers (PEM): PEM systems, crucial for energy system decarbonization, operate at pressures of 1-30 bar and temperatures of 50-80°C, featuring a solid polymer electrolyte core that efficiently conducts protons while blocking gases like hydrogen and oxygen. This unique property enables a more compact design than Alkaline Electrolysis (AEL) technologies. PEM electrolysis stands out for its dynamic response to energy demands, offering high current densities and stack efficiencies, and the ability to produce hydrogen at pressures suitable for applications such as fueling stations. Despite these advantages, PEM systems require expensive, rare

[1] HyCentA Research GmbH, trattner@hycenta.at, www.hycenta.at
[2] Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebe, Technische Universität Graz, trattner@tugraz.at, www.ivt.tugraz.at

metal catalysts like platinum and iridium, and there are ongoing concerns about their lifespan and scalability. Currently, commercial PEM systems achieve efficiencies up to 70% (based on lower calorific value) and current densities up to 4 A/cm, with stack sizes available up to 2.5 MW, highlighting their potential for modular expansion.

3. Solid Oxide Electrolysis Cells (SOEC): SOECs, operating at 700-850°C, can achieve efficiencies of up to 85% when heat integration is optimized, thanks to their use of solid ceramic electrolytes that withstand high temperatures. These high efficiencies are largely due to lower cell voltages and reduced activation energy, making SOECs a promising option for high-temperature electrolysis (HTEL). However, the technology, still in early development, faces challenges with material durability and long-term stability at high temperatures. Current commercial systems are available up to 150 kW with first demo plants in the MW range, but with current densities only reaching up to 1 A/cm. Additionally, the ceramics used cannot withstand high pressures at temperatures up to 1000 °C, presenting a significant limitation. The long warm-up times also restrict SOECs from applications requiring frequent start-stop operations, indicating a clear need for further research to overcome these obstacles.

4. Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolyzers: AEM technology, still evolving, seeks to blend the environmental benefits of Proton Exchange Membrane (PEM) systems with the cost efficiencies of Alkaline Electrolysis (AEL). AEMs operate at slightly higher temperatures than PEMs, potentially enhancing both efficiency and durability. They aim to minimize the use of expensive noble metals, significantly reducing costs. Unlike PEM electrolysis, AEM electrolysis utilizes an alkaline membrane, offering advantages such as lower-cost catalysts which substantially decrease overall system expenses. However, AEMs currently face challenges like lower current densities and shorter lifespans (high membrane degradation) compared to PEM systems. Given its early development stage, there's potential for improvements in both current densities and durability. Presently, available systems are limited to several kW with efficiencies nearing 70%, and possible current densities of up to 3 A/cm within an operating temperature range of 40–80°C.

5. Photochemical and Photoelectrochemical Cell Electrolysis (PCCE): These innovative systems utilize solar energy directly to split water into hydrogen and oxygen. Although still in the research phase, they represent a truly renewable approach to hydrogen production without the need for external electricity.

These technologies form the backbone of the emerging green hydrogen sector, each with distinct advantages, technical specifications, and developmental stages. Their continued development and integration into renewable energy networks are essential for achieving a sustainable and environmentally friendly energy future.

References

[1] Klell, M., Eichlseder, H., Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik - Erzeugung, Speicherung, Anwendung, 4. Auflage, ATZ/MTZ-Fachbuch, Springer Verlag, ISBN 978-3-658-20446-4, https://doi.org/10.1007/978-3-658-20447-1, 2018.

[2] Trattner, A., Klell, M., Radner, F.: Sustainable hydrogen society – Vision, findings and development of a hydrogen economy using the example of Austria, International Journal of Hydrogen Energy, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.166.

[3] Wallnöfer-Ogris, E., et al: A review on understanding and identifying degradation mechanisms in PEM water electrolysis cells: Insights for stack application, development, and research, International Journal of Hydrogen Energy, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.017.

[4] Trattner, A.: Renewable Hydrogen: Modular Concepts fromProduction over Storage to the Consumer, Chem. Ing. Tech.2021,93, No. 4, 706–716, DOI: 10.1002/cite.202000197

1.2.3. Fossilfreies Energiesystem – Beispiel Tirol

Wolfgang STREICHER, Markus Mailer[1], Rupert EBENBICHLER, Andreas HERTL[2], Angela HOFMANN, Nina SCHAAF[3]

Einleitung

Das Land Tirol hat sich in Übereinstimmung mit internationalen und nationalen Vorgaben zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 energieautonom zu werden und im Jahressaldo die im Land benötigte Energie durch den Einsatz heimischer Energieträger selbst zu decken.

In Tirol wurde 2018 die Studie „Ressourcen- und Technologie-Einsatzszenarien Tirol 2050“ erarbeitet (https://www.tirol.gv.at/fileadmin/themen/umwelt/wasser_wasserrecht/Downloads/19-03-08_Szenarien-Tirol-2050_Endbericht-Stand-18-10-15.pdf). Hierbei wurden die in Tirol zur Verfügung stehenden nutzbaren heimischen Energieressourcen aufgezeigt und quantifiziert sowie die im Jahre 2050 benötigte Nutz- und Endenergie in den Sektoren Mobilität, Produktion und Sonstiges (Gebäude und Landwirtschaft) detailliert abgeschätzt. Die Studie umfasst vier Grenzwert-Szenarien, die den maximalen Einsatz von Strom, Wasserstoff und synthetischem Methan berücksichtigen sowie ein Energiemix-Szenario, welches auf einem weitegehenden Einsatz von Strom in Kombination mit dem Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methan in bestimmten Bereichen (z.B. Brennstoffzellen in Nutzfahrzeugen) abstellt. Die hierbei notwendigen Energieressourcen auf verschiedenen Energieebenen werden quantifiziert.

In einer Nachfolgestudie „Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenzielen 2030“ (https://ressourcen.energieagentur.tirol/fileadmin/user_upload/Wasser_Tirol_-_Ressourcenmanagement-GmbH/Energie/21-08-27_Bericht-Szenarien-2050-und-2040-final.pdf) werden zwei weitere auf Basis von Stakeholderprozessen adaptierte Szenarien mit Zwischenzielen für das Jahr 2030 erstellt und die Energieflüsse auf verschiedenen Energieebenen dargestellt. Ein Szenario verfolgt das Ziel einer im Jahressaldo betrachteten Energieautonomie bis zum Jahr 2050 in Anlehnung an die Energieziele Tirols, das zweite eine ebenso verstandene Energieautonomie bis zum Jahr 2040 in Anlehnung an das Klimaneutralitäts-Ziel der Bundesregierung.

Beide Studien betrachten hierbei eine Jahresbilanz und sind politisch akkordiert. Eine weitere Studie mit der Betrachtung auf Dargebots- und Nachfrageseite auf Stundenbasis inklusive der Nachbarregionen ist derzeit in Fertigstellung.

Zur Verfügung stehende Potentiale

Die Potentiale orientieren sich z.T. an den politisch akkordierten Ausbauplänen (50% mehr Wasserkraft gegenüber dem Stand 2011, 900 TJ Windenergie), den zur Verfügung stehenden Dachflächen mit mehr als 950 kWh/m²a Solarstrahlung abzüglich 30 % für Begehung, Dachgaupen etc., der in Tirol anfallenden energetisch nutzbaren Biomasse (z.T. aus importierten Sägenebenprodukten, Biogas, weitere biogenen Abfälle), Erdwärme etc. Um das Energieziel erreichen zu können, sind diese Potentiale selbst im energie-effizientesten Szenario der Verbraucher (Neubauten als Passivhaus, höchstwertige Sanierungen, weitestgehende Elektrifizierung von Mobilität und Industrie) annähernd vollständig zu nutzen. Der Endenergiebedarf könnte demnach trotz hinterlegtem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum aufgrund Effizienzsteigerungen in allen Bereichen bis 2050 um 37% gesenkt werden, die eingesetzte Energiemenge (Primärenergie) um 26%. Tabelle 1 zeigt den notwendigen

[1] Universität Innsbruck, Ab Energieeffizientes Bauen und AB Intelligente Verkehrssysteme, Technikerstrasse 13, 6020 Innsbruck, Telefonnr.: +43 676 872565320, E-Mail: wolfgang.streicher@uibk.ac.at, https://www.uibk.ac.at/bauphysik/index.html.de

[2] Energieagentur Tirol, Leopoldstraße 3, 6020 Innsbruck, Telefonnr.: +43 512 209100, E-Mail: rupert.ebenbichler@energieagentur.tirol, https://www.energieagentur.tirol

[3] Management Center Innsbruck, Maximilianstrasse 2, 6020 Innsbruck, Telefonnr.: '+43 512 2070-3228, E-Mail: Angela.Hofmann@mci.edu, https://www.mci.edu/de/forschung/schwerpunkte/energy-process-technologies

Ausbau der Technologien sowie Abbildung 1 ein vereinfachtes Energieflussbild für das Jahr 2050 (Szenario 2050).

Energieträger	Anlagentyp/-spezifizierung	Szenario 2050	
		2030	2050
Strom	Wasserkraft (Zubau RAV)	+ 1.200 GWh	+ 2.800 GWh
Photovoltaik	Aufdach Wohngebäude (à 12 kW_p)	+ 15.500 Anlagen	+ 98.000 Anlagen
	Aufdach Dienstleistungsgebäude, Hotels, Industrie- und Lagerhallen (à 130 kW_p)	+ 1.900 Anlagen	+ 12.000 Anlagen
	Freifläche (à 2.000 kW_p)	+ 12 Anlagen	+ 279 Anlagen
Strom	Windturbine (à 2,5 MW)	+ 13 Anlagen	+ 40 Anlagen
Wasserstoff	Elektrolyseur Tankstelle (à 6 MW)	+ 3 Anlagen	+ 32 Anlagen
	Elektrolyseur „Gewerbe“ (à 3,4 MW)	+ 11 Anlagen	+ 58 Anlagen
Synthetisches Methan	P2G-Anlage (à 4 MW)	+ 5 Anlagen	+ 20 Anlagen
Biokohle	Pyrolyse (à 1,5 MW)	+ 4 Anlagen	+ 17 Anlagen
	Holzvergaser (à 1,5 MW)	+ 6 Anlagen	+ 30 Anlagen
Fernwärme	Heizkraftwerk (Größenordnung der Anlage in Längenfeld)	+ 11 Anlagen	+ 15 Anlagen
Umweltwärme	Wärmepumpe Wohngebäude (à 10 kW)	+ 27.000 Anlagen	+ 76.500 Anlagen
	Wärmepumpe sonstige Gebäude (à 50 – 100 kW)	+ 1.500 Anlagen	+ 4.300 Anlagen

Tabelle 1: Beispielhafte Darstellung des benötigten Anlagenzubaus im Szenario 2050.

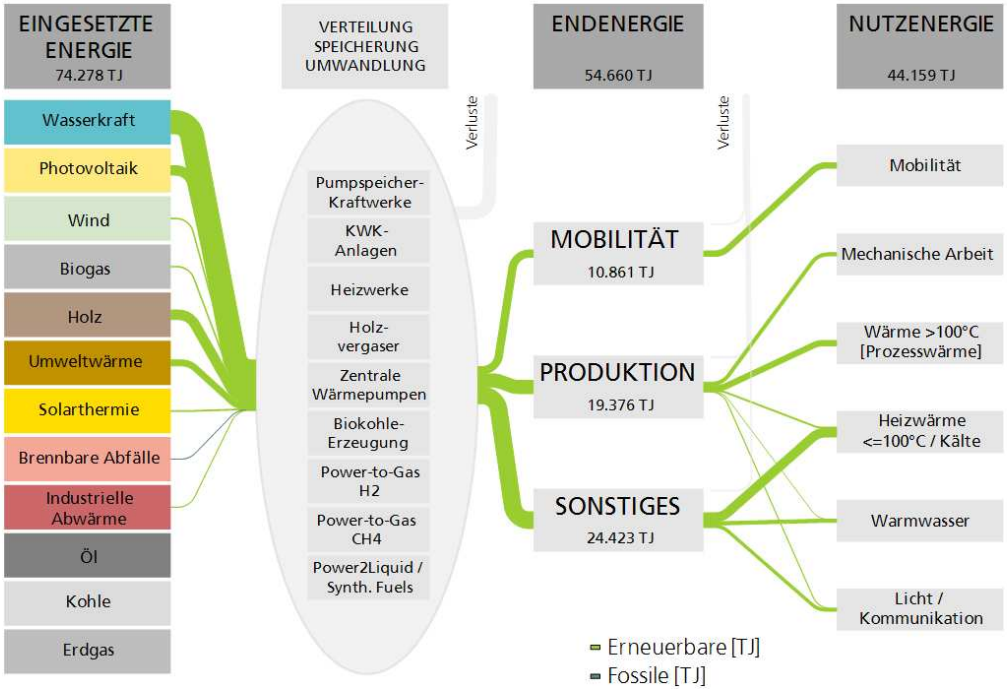


Abbildung 1: Vereinfachtes Flussbild des Szenarios 2050 im Jahr 2050.

Wird die Effizienz des Energiesystems reduziert (z.B. durch den vermehrten Einsatz von Wasserstoff oder green gas/fuels) so wird es notwendig, Energie entweder über zusätzliche Photovoltaik Freiflächen mit zusätzlichem großen Flächenbedarf in Tirol zu generieren oder diese im Ausland zu produzieren und zu importieren. Da angenommen werden muss, dass die unmittelbaren Nachbarländer ebenfalls keine Überschüsse haben werden, müsste dies aus sonnenreicheren Gebieten wie z.B. der Sahara erfolgen. Ob dies gewünscht ist oder nicht, ist politisch zu entscheiden.

1.2.4. Klimaneutrale TU Graz 2030 – Ausgangssituation und Roadmap, Erfolge und Stolpersteine

Günter GETZINGER[1]

Einleitung

Unternehmen und andere Organisationen, die sich auf den Weg Richtung Klimaneutralität machen, tragen wesentlich zur Erreichung nationaler Klimaneutralitätsziele bei: Österreich hat sich verpflichtet bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu sein.

Im August 2020 beschloss das Rektorat der TU Graz eine Roadmap (1), die den Weg der TU Graz Richtung Klimaneutralität 2030 beschreibt. „Klimaneutral“ ist die TU Graz dann, wenn alle technisch machbaren und ökonomisch darstellbaren Maßnahmen umgesetzt wurden, um die Triebhausgasemissionen auf ein Minimum zu reduzieren und die verbleibenden, nicht vermeidbaren THG-Emissionen durch den Kauf solider, einer strengen Prüfung standhaltender CO2-Zertifikate kompensiert werden. Aktuell zeigen die Prognosen der TU Graz, dass die THG-Emissionen auf rund ein Drittel der Emissionen des Basisjahres 2017 (1) reduziert werden können (derzeit noch ohne Berücksichtigung der durch „graue Emissionen“ bewirkten Emissionsspitzen, die durch Neubauten oder Sanierungen verursacht werden). Dies ist in Übereinstimmung mit der Definition von Klimaneutralität der Allianz Nachhaltige Universtäten in Österreich (2).

Roadmap „Klimaneutrale TU Graz 2030“

Folgende Aktionsfelder sind von der Roadmap erfasst:

1) Strom
2) Wärme
3) Pendlermobilität (Bedienstete und Studierende)
4) Dienstreisen und Outgoing-Mobilität (Bedienstete und Studierende)
5) IT-Geräte und Materialien
6) Mensa
7) Neubauten und Sanierungen („graue THG-Emissionen“)
8) Interne und externe Kommunikation
9) Beteiligung der Bediensteten und der Studierenden
10)

In diesen Aktionsfeldern wurden rund 60 Maßnahmen (inklusive Budget und Umsetzungsverantwortlichen, Milestones und Zielen bis 2030) definiert. Der Stand ihrer Umsetzung wird in jährlichen Fortschrittsberichten dargestellt und publiziert, ebenso wird Jährlich ein/e THG-Bilanz/Monitoring erstellt (1)..

Einen Überblick über die Basis-Treibhausgasbilanz 2017 der TU Graz und über die angestrebten Reduktionsmengen in den wichtigsten Emissionskategorien bis 2030 gibt die Abbildung 1. Abbildung 2 stellt sie Entwicklung der THG-Emissionen der TU Graz seit 2017 dar, allerdings noch ohne die „grauen“ Emissionen, die durch Neubauten und Sanierungen verursacht wurden. Diese sind beispielhaft – anhand einer Schnellbilanz - in Abbildung 3 für das 2022 errichtete Doppelgebäude Data House (DH)/Silicon Alps Lab (SAL) dargestellt.

[1] TU Graz, STS – Science, Technology and Society Unit, Sandgasse 36, 8010 Graz, 0699 17848378, getzinger@tugraz.at, www.klimaneutrale.tugraz.at

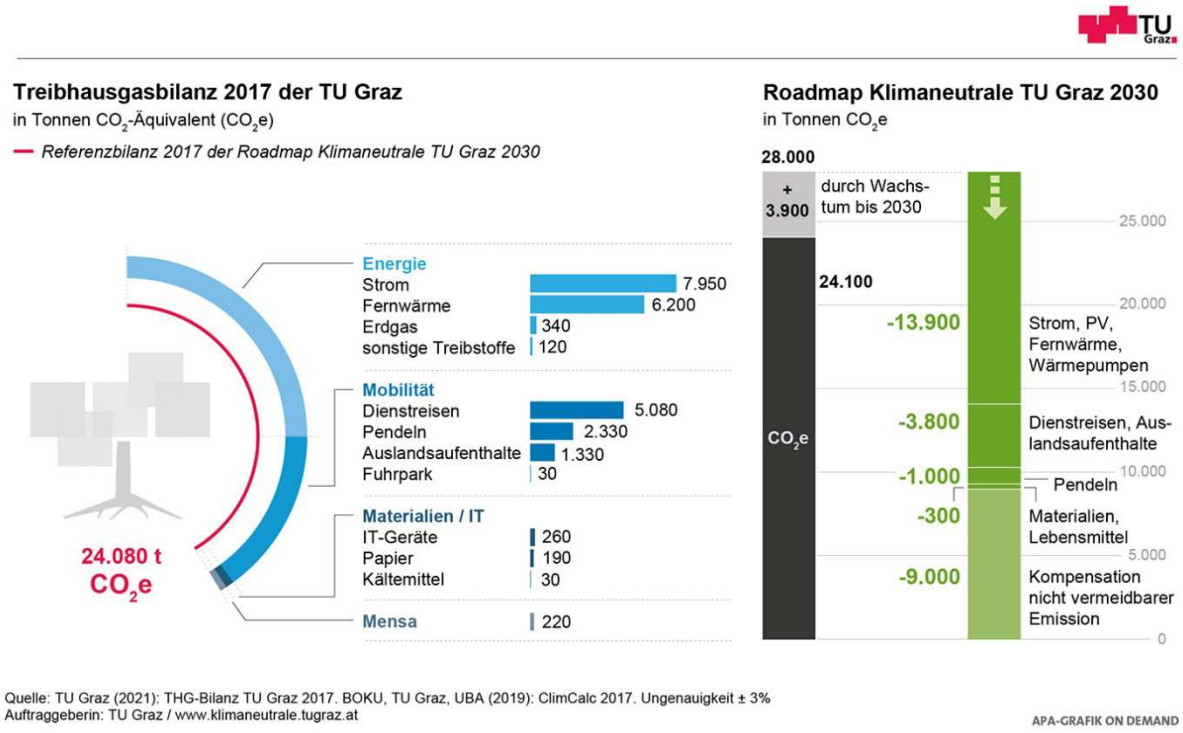


Abbildung 1: Treibhausgas-Bilanz der TU Graz und Reduktionsmaßnahmen bis 2030

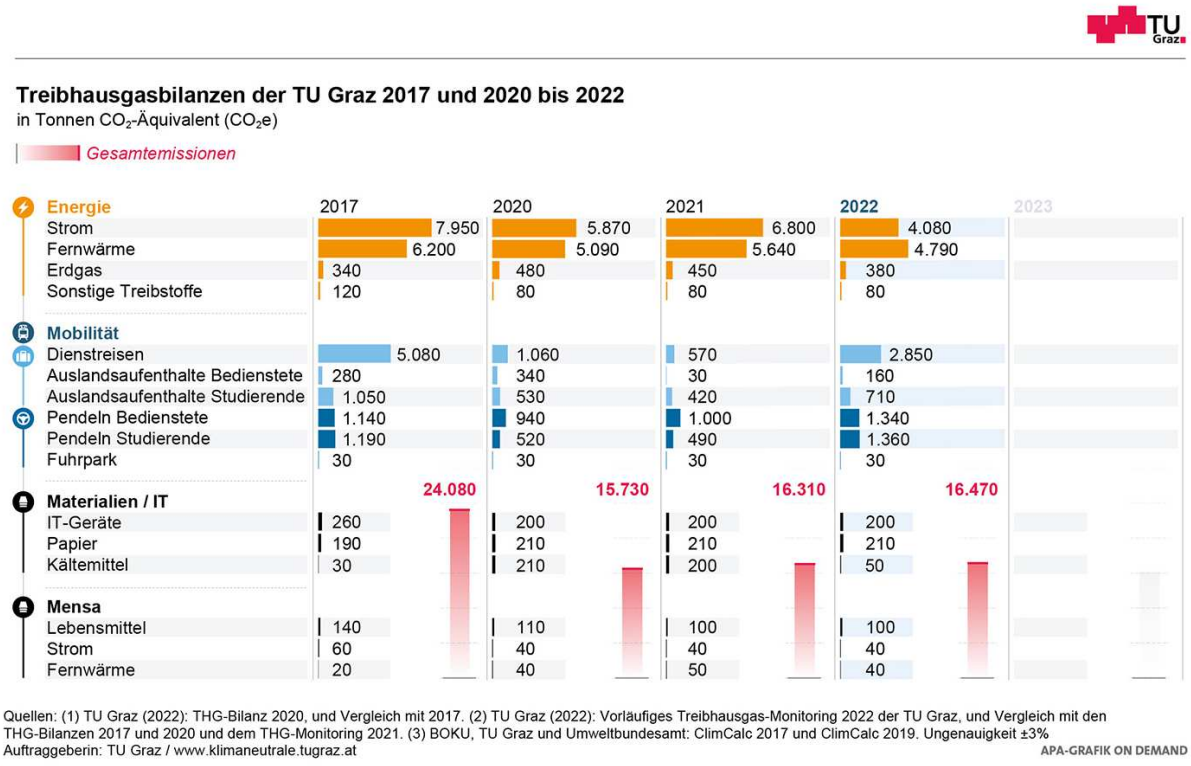


Abbildung 2: Treibhausgas-Bilanzen der TU Graz

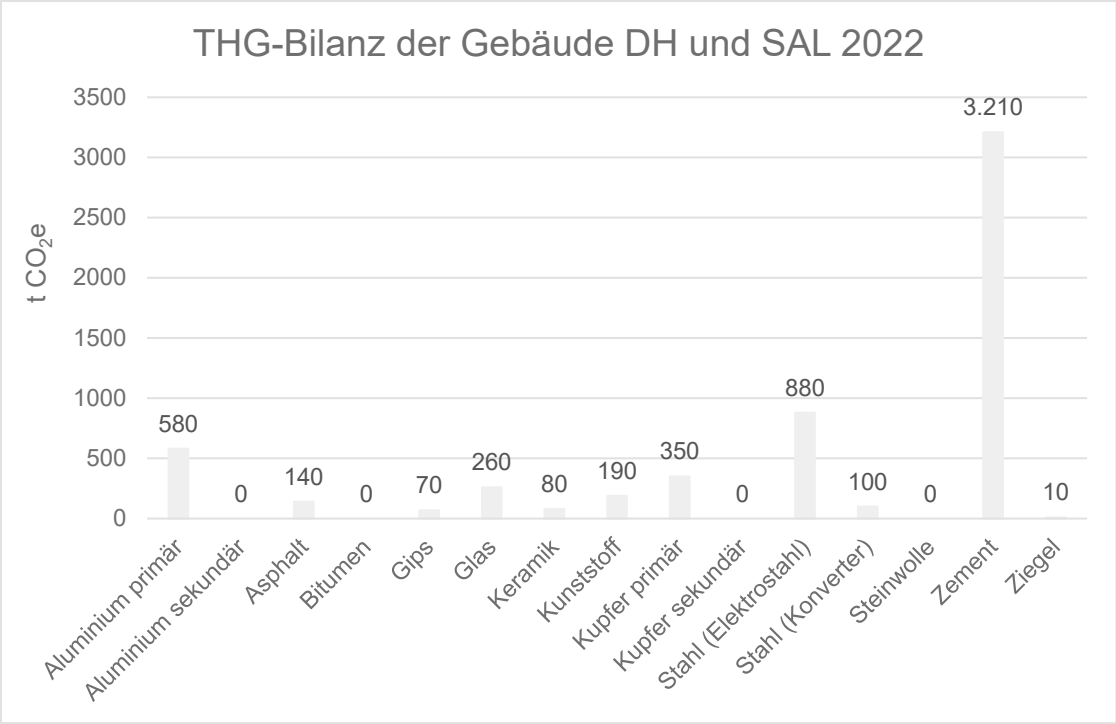


Abbildung 3: Treibhausgas-Bilanz der Gebäude DH und SAL 2022

Erfolge und Stolpersteine

Das Projekt „Klimaneutrale TU Graz 2030“ kann nunmehr auf erfolgreiche 4 Jahre zurückblicken: Die Emissionen in fast allen wesentlichen Kategorien (elektrischer Strom, Wärme, Pendler:innenmobilität) sinken (auch bei Abzug der pandemiebedingten Effekte!), alle beschlossenen Maßnahmen sind in Umsetzung, mache Maßnahmen mussten nachgeschärft werden, die budgetäre Bedeckung der Maßnahmen ist gegeben. Das Projekt findet weitestgehend sowohl die Zustimmung der Bediensteten, wie auch der Studierenden der TU Graz, und findet Aufmerksamkeit und Anerkennung in der Öffentlichkeit (Sustainability Award, Energy Globe Styria Award). Herausforderungen stellen allerdings die THG-Emissionen aus den Dienstreisen dar, hier insbesondere jene, die durch Flugreisen verursacht werden. Das Rektorat hat daher im Mai 2024 einen „Klimabeitrag“ eingeführt, er beträgt Euro 100,- auf Flugreisen innerhalb Europas, Euro 200,- auf Flugreisen darüber hinaus. Zudem werden Reisen mit Bahn und Bus mit 50% der Kosten gefördert. Eine weitere Herausforderung stellen die „grauen“ Emissionen neuer Gebäude bzw. von Sanierungen dar. Hier wird an einer Strategie zum Klimaneutralen Bauen gearbeitet. Und schließlich sind manche Fragen in Zusammenhang mit der Kompensation nicht vermeidbarer Restemissionen noch ungeklärt. Hier befindet sich die TU Graz derzeit in der Phase intensiven Recherchierens möglicher Kompensationsmodelle, die spätestens im Jahr 2030 zur Umsetzung kommen werden.

Referenzen

[1] Siehe: www.klimaneutrale.tugraz.at: „Roadmap“ (zuletzt abgerufen 14.2.2024)
[2] Siehe: https://nachhaltigeuniversitaeten.at/arbeitsgruppen/co2-neutrale-universitaeten/: „Schritt für Schritt zu klimaneutralen Universitäten und Hochschulen“ (zuletzt abgerufen 14.2.2024)

1.3. DIE ZUKUNFT DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

1.3.1. Österreich Klimaneutral – Was können Wind & die Erneuerbaren dazu beitragen?

Alexander HAUMER[1]

Einleitung

Die Energiewende ist ein Veränderungsprozess, großteils ausgelöst durch das Bewusstsein über die steigenden Gefahren des menschenverursachten Klimawandel und daraus abgeleiteten Zielen der Dekarbonisierung. Neben der Reduktion des Energieverbrauchs ist als wesentlicher Hebel der Energiewende die Bereitstellung von Energie mittels Erneuerbarer Energieträger zu sehen. Im folgenden Beitrag wird hier insbesondere die Rolle der Windenergie in Österreich, ihr momentaner Stand, ihr Potential und abschließend der Rückhalt in der Bevölkerung dargestellt. Die IG Windkraft möchte mit dieser Darstellung bewusst auf die Chancen der Windenergie als einer optimistischen und lösungsorientierten Perspektive im Themenkreis der Herausforderungen der Energiewende hinweisen.

Windkraftanlagen liefern bereits heute wertvolle Energie

Mit Ende des Jahres 2023 sind 1.426 Windkraftwerke in Österreich in Betrieb. Die installierte Gesamtleistung dieser Kraftwerke beträgt 3.885 MW. Die von diesen Windkraftanlagen (WKA) produzierte Stromerzeugung beläuft sich auf 9 Mrd. kWh, womit ca. 2,55 Millionen Haushalte mit Strom versorgt werden können. Prozentuell auf den österreichischen Stromverbrauch bezogen bedeutet dies, dass mehr als 12% dieser Energie von Windkraftanlagen erzeugt wird. In den neun österreichischen Bundesländern sind es bisher vor allem drei, welche die windkraftgestützte Energiewende nutzen. Vorreiter ist Niederösterreich, welches mit 797 WKA über ca. 56% der Anlagen verfügt. Gefolgt wird es vom Burgenland, welches mit 461 WKA ca. 32% der österreichweiten Windkraftwerke einen Standort verleiht. Bereits mit 118 WKA und damit ca. 8% der Anlagen ist die Steiermark ein bedeutendes Bundesland für die Windenergie. [1]

Potentiale der Windkraft für 2030

Die IG Windkraft setzt als Ziel für den Ausbau der Windenergie in Österreich bis 2030 eine jährliche Energiebereitstellung von 26 TWh [1]. Im Vergleich dazu sieht das Erneuerbaren- Ausbau- Gesetz (EAG) für die Windkraft bis 2030 einen jährlichen Beitrag zur Stromproduktion von 17 TWh vor [vgl.1 und 2]. Damit stellt sich angesichts dieser Zahlen die Frage, ob denn in unserem Land ein derartiger Ausbau der Windenergie möglich ist? In einer von Winkelmeier und Pfannhofer 2023 erstellten Studie [3] wird der Fragestellung des Potenzials der Windkraftnutzung nachgegangen. Für die Berechnung des Windkraft-Potentials wurde eine GIS-Analyse vorgenommen. Es erfolgte dabei eine Abschichtung von Eignungsflächen aufgrund von definierten Kriterien (Mindest-Windangebot, erforderliche Abstände zu Siedlungsgebieten, Straßen, Leitungen, Schutzgebiete, Hangneigung etc.). Daraus wurde eine für die Windenergie geeignete Fläche von 2.636 km^2 ermittelt, was ca. 3,14% des Bundesgebiets entspricht. Mit einer installierbaren Leistung von 46.131 MW könnten in Österreich damit theoretisch zwischen 105 TWh (Szenario Min) und 126 TWh (Szenario Max) an Strom bereitgestellt werden. Dies würde ca. dem 1,5-fachen des bundesweiten Strombedarfs entsprechen. In Deutschland wurde durch das Windenergieflächenbedarfsgesetz das Ziel festgelegt, dass bis 2032 2% der Bundesfläche für Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt werden [4]. Aufbauend auf dieser Zielsetzung des Nachbarlandes wurde u.a. die Frage gestellt, wie hoch die mögliche Stromerzeugung in Österreich auf 2% der Landesfläche wäre. Gleich wie bei der oben dargelegten Berechnung des theoretisch möglichen Windkraftpotentials wurde berechnet, dass mit 2% der Fläche Österreichs mit einer installierbaren

[1] IG Windkraft Austrian Wind Energy Association, Wiener Strasse 19, A-3100 St. Pölten, Tel.: 02742 21955, a.haumer@igwindkraft.at, www.igwindkraft.at

Leistung von 29.000 MW zwischen 69 und 83 TWh Elektrizität bereitgestellt werden können. Damit wäre es möglich den österreichischen Strombedarf, der im Jahr 2021 bei 72.300 GWh lag, zu decken. [3]

Die österreichische Bevölkerung unterstützt Windkraft

Die Alpen-Adria-Universität Klagenfurt führte im Juni 2021 eine Studie zur Akzeptanz von Windenergie in Österreich durch [5]. Dabei wurden 1.300 Österreicherinnen und Österreicher befragt. Von diesen gaben 266 an nahe einer Windenergieanlage/ eines Windparks zu wohnen. Als wesentliche Fragestellung wurde dabei formuliert: „Ich würde ein Projekt in meiner Wohngemeinde zur Errichtung einer Windturbine etwas außerhalb des Ortes gutheißen." Die Befragten hatten die Möglichkeit auf einer Antwortskala von 1 (Stimme nicht zu) bis 4 (Stimme zu) zu antworten. Die folgenden Ergebnisse enthalten alle Antworten mit „Stimme zu" (4) und „Stimme eher zu" (3) und drücken den Anteil der Zustimmung (Akzeptanz) aus. Als österreichweites Ergebnis ließ sich ermitteln, dass 78% der Befragten eine Akzeptanz zur Windenergie anführen. Unter jenen 266, welche sich als Windenergie Anrainerinnen deklarierten, war dieser Akzeptanzwert sogar bei 88%. Im Bundesländervergleich führt die Steiermark mit 85%-iger Akzeptanz aller Befragten. [5]

Zusammenfassung

IG Windkraft sieht die Entwicklungsmöglichkeit der Windenergie in Österreich positiv. Es konnte bereits bis jetzt gezeigt werden, dass Windenergie eine bedeutende Energiequelle darstellt und ca. 12% des Strombedarfs deckt. Analysen zum Potential zeigen, dass mehr Strom als momentan in Österreich benötigt wird, durch Windenergie produziert werden kann. Als wichtiges Element für die Energiewende konnte durch eine Studie gezeigt werden, dass die österreichische Bevölkerung zu einem sehr hohen Prozentsatz Windenergie in ihrer Nähe akzeptiert.

Referenzen

[1] IG Windkraft (10.01.2024) Windkraft-Ausbau mit viel Luft nach oben, Große Chancen durch die Windkraft blieben 2023 ungenutzt, IG Windkraft, A-3100 St. Pölten, https://www.igwindkraft.at/media.php?filename=download%3D%2F2024.01.09%2F1704819609419848.pdf&rn=2024_Präsentation%20PK%20Jahresanfang.pdf, zuletzt abgerufen: 18.03.2024

[2] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, BGBl Nr. 150/2021, zuletzt geändert durch BGBl Nr. 198/2023,https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619, zuletzt abgerufen: 18.03.2024

[3] Winkelmeier H.; Pfannhofer F. (2023) Publikationsbericht Österreichs Windpotential bei unterschiedlichem Ausmaß der Flächennutzung, energiewerkstatt, Technisches Büro und Verein 5211 Friedburg/Austria | Heiligenstatt 23, https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1123#:~:text=der%20Fl%C3%A4chennutzung%20(Energiewerkstatt)-,download%20(PDF),-August%202023%3A%20Klima, zuletzt abgerufen: 18.03.2024

[4] Umweltbundesamt (2023) Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land Abschlussbericht, Abschlussbericht, CLIMATE CHANGE 32/2023, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/32_2023_cc_flaechenverfuegbarkeit_und_flaechenbedarfe_fuer_den_ausbau_der_windenergie_an_land_0.pdf zuletzt abgerufen: 18.03.2024

[5] Hampl N., Sposato R., Dworzak V., Schneider N. (2021) Studie zur Akzeptanz von Windenergie – Juni 2021, Alpen-Adria Universität Klagenfurt, https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1123#:~:text=Adria%20Universit%C3%A4t%20Klagenfurt)-,Download,-%C2%A9%20AEA, zuletzt abgerufen: 18.03.2024

1.3.2. Photovoltaik: Aktuelle Technologie- und Marktentwicklungen, Chancen und Hemmnisse

Hubert FECHNER[1]

Globale und nationale Marktentwicklung

Mit Ende 2023 waren weltweit etwa 1550 GW PV Kapazitäten installiert. Etwa 7% des Weltstrombedarfes werden aktuell mit PV gedeckt [1]. In Österreich war 2023 ein Rekordjahr mit 2,5-3 GW Neuinstallation (vorläufige Werte).

China – oder europäischer Produktions-Wiederaufbau?

China dominiert die weltweite Produktion im Bereich Polysilizium (85%), Wafer (97%), Zellen (84%) und Module (78%) [1] Die USA hat mit dem Inflation Reduction Act ein Unterstützungsprogramm entwickelt, wie u.a. PV-Produktionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette verstärkt in die USA geholt werden können. [2] Auch der Solar Investment tax credit unterstützt beim Aufbau einer US-heimischen PV Industrie. In Europa gibt es diverse Ansätze eine europäische PV-Produktion zu unterstützen. Die Ecodesign und Energy Labeling Initiativen der EU, die Recovery and Resilience Facility, und diverse andere Initiativen wie die Solar Industry Alliance sind angedacht, um einen Wiederaufbau einer europäischen PV Produktion zu unterstützen [3].

Die Stromnetze sind voll – Flexible Export Modell

Als eines der größten Herausforderungen für den weiteren PV-Ausbau in Österreich werden die Kapazitäten der Stromnetze gesehen. Aktuell orientiert man sich mit den vorzuhaltenden Netzreserven noch überwiegend an den Spitzenleistungen der Anlagen, die jedoch nur zu wenigen Stunden des Jahres erreicht werden. Eine Kappung der Spitzen, am besten in Abhängigkeit der jeweils aktuellen Netzverfügbarkeit, würde deutlich größere photovoltaische Energiemengen im Netz ermöglichen, jedoch muss die Planbarkeit und Wirtschaftlichkeit für die Anlagenbetreiber sichergestellt bleiben.

Ein interessanter Ansatz findet sich in Süd-Australien, wo 2023 mit dem „flexible export Modell“ eine Methode in die Praxis umgesetzt wurde, zu jeder Zeit vorerst den kleinen PV-Anlagen (aktuell bis 30 kWp) so viele Einspeisemöglichkeit zur Verfügung zu stellen, wie das Netz aktuell verträgt. Eine genaue Kenntnis über die aktuellen Netzzustände und eine direkte Kommunikation mit den Wechselrichtern ist dafür Voraussetzung [4]. Parallel zum Management der Netzeinspeisung ist es ebenso essentiell, auf Prosumerebene die Flexibilitäten (lokale Speicher, verschiebbare Lasten) optimal zu nutzen.

Wert im Energiesystem – alpine PV, vertikale PV, etc…

Bei weiterer Verbreitung der PV kann davon ausgegangen werden, dass die Energiepreise am europäischen Energiemarkt zu Zeiten hoher PV-Einspeisung rasch geringer werden, im Extremfall null oder negativ. Umso wichtiger scheint es, bei Anlagen, die ihre Erträge am Strommarkt verkaufen möchten, PV-Ausrichtungen und Orientierungen abseits der Südaufstellung, 20-40 Grad geneigt, zu forcieren. Vertikale Ausrichtungen (Fassaden, Zäune, Schallschutz etc…), alpine PV-Anlagen oder direkte Abnahmeverträge, oder lokale Stromanwendungen etc… sollten daher verstärkt in die Überlegungen weiterer Anlagen abseits der eigenbedarfsdeckenden Anlagen einbezogen werden.

Zellentwicklungen (N-Type, Topcon, HJ…) Wirkungsgrade, Recycling & Nachhaltigkeit

Der Anteil der monokristallinen -Si-Solarzellen stieg von 89 % im Jahr 2021 auf 94,6 % im Jahr 2022. Im Jahr 2022 war die vorherrschende Technologie für kristalline Si-Solarzellen die PERC-Technologie, auf die etwa 88% des Marktes ausmachte. Da jedoch die Massenproduktion von n-Typ Si TOPCon-

[1] Hubert Fechner, FH-Prof.DI Hubert Fechner, MSc. MAS, Obmann Österr. Technologieplattform Photovoltaik – www.tppv.at, Stv . Vorsitzender des Photovoltaikprogrammes der Internationalen Energieagentur - www.iea-pvps.org Mariahilferstrasse 37-39, A-1060 Wien

Solarzellen im Jahr 2022 voll einsatzfähig wurde, stieg ihr Marktanteil von 3 % im Jahr 2021 auf 8,9 % im Jahr 2022. Im Jahr 2023 dürfte der Marktanteil von n-Typ c-Si TOPCon-Solarzellen voraussichtlich weiter auf über 20% gestiegen sein. Der Marktanteil von Technologien mit höherem Wirkungsgrad wie Si-Heterojunction (SHJ) und Rückseitenkontakt wächst nicht so stark wie der von TOPCon [1]. Generell ist durch die weltweit größer werdende PV-Industrie auch eine verstärkte Forschung zu beobachten.

Integration, neue Anwendungen (BIPV, Mobilität, Landwirtschaft…)

Nur wenige Prozentanteile des Marktes machen aktuell V-Anlagen in Österreich abseits von Aufdach- und Freiflächenanlagen aus. Diverse weitere Anwendungen im Bereich Gebäudeintegration, Integration in das Mobilitätsumfeld (Parkraumüberdachung, Schallschutz, Fahrradweg- und Fußwegüberdachungen, etc…) und in die vielfältigen Möglichkeiten der Integration in die Landwirtschaft stehen noch vor einem breiteren Markteintritt.

Akzeptanz – Freiflächen, Biodiversität, Agri PV

Die breite Akzeptanz der Photovoltaik muss auch bei einer weiter starken Verbreitung aufrecht erhalten bleiben. Das Bestreben der Integration in das bereits genutzte Umfeld (Gebäude-, Mobilitätssektor etc..) muss aufgrund der dort limitierten Flächenverfügbarkeiten mit Anlagen auf Freiflächen ergänzt werden. Zwei generelle Standards könnten sich dabei herausbilden: die Doppelnutzung in Form von Agri-PV, in dem Landwirtschaft und Stromproduktion weitestgehend synergetisch genutzt werden, sowie Freiflächen-Biodiversitäts-PV Anlagen, wo größere Flächen durch entsprechende Abstände für Bewässerung und Belichtung und andere Vorgaben neue wertvolle ökologische Räume geschaffen werden, an denen sich rasch eine hohe Biodiversität ausbildet, wie sie nur mehr selten anzutreffen ist. Dies liegt vor allem daran, dass die Gebiete derartiger PV-Biodiversitätsanlagen, die im Allgemeinen nur einen Versiegelungsgrad von wenigen Prozentpunkten aufweisen, nur überaus selten betreten werden und über 25 bis 30 Jahre keinerlei andere Belastungen auf diesen Böden zu erwarten sind [5,6].

Referenzen

[1] IEA PVPS Trends Report 2023, www.iea-pvps.org (Aufgerufen am 29.1.2024)
[2] US Solar Energy Industries Association, https://www.seia.org/research-resources/inflation-reduction-act-solar-energy-and-energy-storage-provisions-summary (Aufgerufen am 3.3.2024)
[3] European Solar manufacturing Council, https://esmc.solar/policy-topics/ (Aufgerufen am 3.3.2024)
[4] SAPN, Solar flexible exports, https://www.sapowernetworks.com.au/industry/flexible-exports/ (Aufgerufen am 3.3.2024)
[5] PHOTOVOLTAIK IN DER LANDSCHAFT Planungsleitlinie für PV-Freiflächenanlagen mit Weitsicht für Umwelt und Raum, PV Austria 2022
[6] Demuth, B., Maack, A., Schumacher, J. (2019): Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Planung und Installation mit Mehrwert für den Naturschutz. In: Heiland, S. (Hrsg.): Klima- und Naturschutz, 2019

1.3.3. Die Rolle der Bioenergie im Energiemix der Zukunft

Christian METSCHINA[1], Christoph PFEMETER[2]

Der Bioenergiesektor hat sich in den vergangenen Jahren zu einer tragenden Säule der österreichischen Energieversorgung entwickelt. Biomasse leistet einen wesentlichen Beitrag zur Umstellung Österreichs auf ein nachhaltiges und klimaschonendes Energiesystem. Dabei schafft sie regionale Wertschöpfung, Beschäftigung und Kaufkraft. Heimische Unternehmen und Forschungseinrichtungen sorgen dafür, dass unsere Bioenergie-Technologien auf den nationalen und internationalen Märkten Spitzenpositionen einnehmen. Biomasse deckt 17 % von Österreichs Energieverbrauch. Mit einem Anteil von 55 % ist Biomasse der wichtigste erneuerbare Energieträger in Österreich. Der Anteil der Bioenergie am gesamten Energieverbrauch ist zwischen den Jahren 1990 und 2021 von 9,1 auf 17,3 % gestiegen, obwohl sich der Energieverbrauch in Österreich innerhalb dieser Periode um 36 % erhöht hat. Die Steigerung war deshalb möglich, weil der Biomasseeinsatz seit dem Jahr 1990 absolut um mehr als das 2,5-Fache von rund 96 PJ auf 247 PJ ausgebaut werden konnte. Zu weit über 80 % handelt es sich bei energetisch genutzter Biomasse um Holz.

Bei der Holzverbrennung wird nur jene Menge an CO2 emittiert, die der Atmosphäre zuvor beim Baumwachstum entzogen wurde – Holz ist somit als Energieträger CO2-neutral. Die Verwendung von Holz ersetzt unter hohem Energieaufwand erzeugte Bau- und Werkstoffe (Kunststoff, Beton oder Stahl) sowie fossile Brennstoffe (Erdgas, Erdöl oder Kohle) und sorgt dafür, dass große Mengen an fossilem CO2 in der Erdkruste verbleiben können. Mehr als 300.000 Menschen und 172.000 Familienunternehmen in Österreich erzielen ihr Einkommen aus der Waldbewirtschaftung. Noch vor wenigen Jahrzehnten konnten die Waldbesitzer Schwachholz und Hackschnitzel aufgrund der fehlenden Nachfrage nicht kostendeckend vermarkten. Daher unterblieben Erstdurchforstungen häufig. Diese gehören jedoch zu den wichtigsten Maßnahmen der Waldpflege, weil durch sie stabile, wertvolle und artenreiche Waldbestände herangezogen werden können. Infolge der gestiegenen Nachfrage seitens des Bioenergiesektors werden Durchforstungen heute häufiger vorgenommen. Dadurch gelangt mehr Holz auf den Markt. Die Energieholznutzung ist auch bei der Bekämpfung der verheerenden Borkenkäferschäden von Nutzen. Wird Schadholz gehackt, bevor die Käferbrut ausfliegen kann, dämmt dies die Verbreitung der Borkenkäfer ein. Dies bewahrt die Bestände der Waldbesitzer vor hohen Wertverlusten.

Dem Einsatz erneuerbarer Energieträger verdankt Österreich etwa 44.300 Vollzeit- Arbeitsplätze. Davon sind etwa 24.000 dem Sektor Biomasse zuzuordnen. Mehr als jeder zweite Arbeitsplatz der Branche Erneuerbare Energie ist im Bereich der Nutzung fester Biomasse angesiedelt. Der Großteil dieser Arbeitsplatzeffekte resultiert aus der Bereitstellung der Brennstoffe (Stückholz, Pellets, Hackgut, Sägenebenprodukte). Mit fast 3,1 Mrd. Euro leistet der Sektor Biomasse unter den Erneuerbaren den größten Beitrag zum Gesamtumsatz (38 %).

Neben der sich in der Demonstrationsphase befindlichen Technologie BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage), die CO2 nach der Verbrennung aus den Rauchgasen absondert, verdichtet und danach in fossilen Lagerstätten deponiert, könnte auch Pflanzenkohle wieder an Bedeutung gewinnen. Bei diesem Prozess wird unter Freisetzung von Bioenergie ein Teil des Cb in Biokohle fixiert. Damit ist der Kohlenstoff nicht mehr biologisch abbaubar. Er kann langfristig deponiert, aber auch als Zusatz zu Baumaterialien oder zur Bodenverbesserung eingesetzt und gespeichert werden. Die Anlagen sind aufgrund ihrer geringen Größe (ab 0,5 MW) dezentral einsetzbar und sehr rohstoffflexibel. Sie können in bestehenden Systemen eingesetzt und mit der Strom- und Wärmeerzeugung kombiniert werden. Je nach Anlagenkonzept können so 10 % bis 70 % des biologisch abbaubaren Cb langfristig fixiert werden. Der C-Speichereffekt der Wertschöpfungskette Holz kann so vervielfacht werden.

Im Gegensatz zur reinen Bioenergienutzung geht für diese Prozesse jedoch Nutzenergie für den Ersatz fossiler Rohstoffe verloren. Die breite Einführung dieser Technologien muss daher auch mit dem

[1] Landwirtschaftskammer Steiermark, Hamerlinggasse 3, 8020 Graz, www.stmk.lko.at
[2] Österreichischer Biomasseverband, Franz Josefs-Kai 13, 1010 Wien, www.biomasseverband.at

zeitlichen Bedarf an Bioenergie für die Energiewende abgestimmt werden. Im großen Umfang sind sie sinnvoll, wenn keine fossilen Kohlenstoffflüsse aus der Erdkruste mehr ersetzt werden müssen.

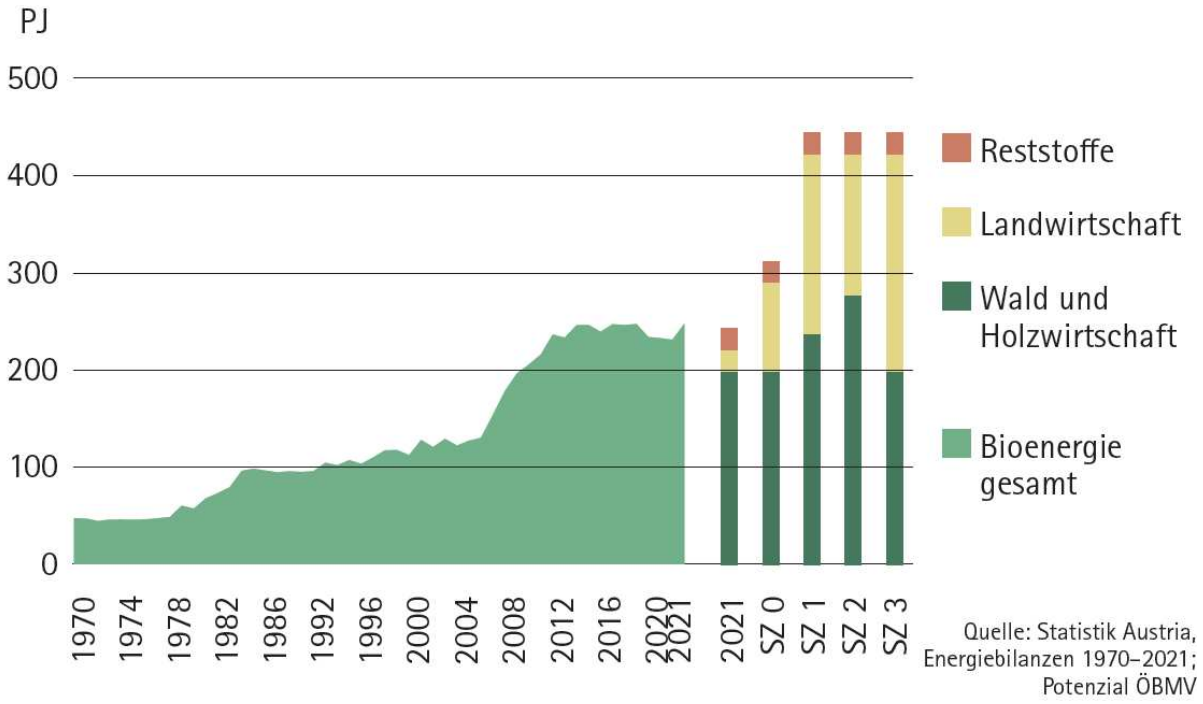


Abbildung 1: Entwicklung Bruttoinlandsverbrauch Bioenergie 1970 bis 2021 und Potentiale für 2045

1.3.4. Die Zukunft ist elektrisierend mit Wasserkraft klimaneutral

Gerald ZENZ[1], Wolfgang RICHTER

Kurzfassung

Im Beitrag wird ausgehend vom weltweiten Energiebedarf [1][2], dem damit verbundenen pro Kopf Verbrauch von einzelnen Staaten der Anteil von fossilen und „erneuerbaren“ Quellen dargelegt. Schlussendlich ist derzeit über Jahre hinweg unverändert das Verhältnis für die Gesamtenergiebereitstellung bei etwa 80% zu 20%. Davon etwas abweichend ist das Verhältnis bei Elektrizität bei etwa 70% zu 30% [3]. Damit begründet sich, dass wir noch sehr weit von einem klimaneutralen, elektrifizierten öffentlichen / Individualverkehr – auf internationaler Basis – entfernt sind.

Insgesamt ist durch den stetigen Anstieg des Energieverbrauchs über die Jahre damit auch der absolute Ausstoß an Co_2 angestiegen. Um den klimaschädlichen Emissionen entgegenzuwirken, sind massive Anstrengungen zur Reduktion des Energieverbrauchs und alternative, Sektoren übergreifende klimaneutrale Lösungen gefordert.

Einen wichtigen Teil dabei spielt die weitere Elektrifizierung mit hoch effizienter Einsetzbarkeit und hohem Wirkungsgrad. Strom kann mittlerweile sehr wirtschaftlich mit hoher Leistung durch PV und Wind bereitgestellt werden; allerdings zum Preis hoher Volatilität. Diese starken Schwankungen müssen wiederum durch Steuerung und / oder hoch flexible Anlagen ausgeglichen werden. Die dabei wohl effizienteste mit Leistungsstärke und Durchhaltevermögen verbundene Nutzung stellt die Großwasserkraft und Pumpspeichertechnologie dar. Im Besonderen spielen hier die vorhandenen und noch zu hebenden Potentiale des Alpenraums eine entscheidende Rolle [4].

Anhand von derzeit in Österreich im Bau befindlichen Pumpspeicheranlagen wird der wesentliche, wichtige Beitrag zum Gelingen klimaneutraler Stromproduktion dargelegt. Unter der Voraussetzung des zügigen Ausbaus der Netze kann die erzeugte elektrische Energie effizient gespeichert und mit einem Gesamtwirkungsgrad von 75% bis 80% wieder ins Stromnetz - bei Bedarf und innert Sekunden - bereitgestellt werden.

Referenzen

[1] International Energy Agency; Hydropower; www.iea.org.
[2] Our World in Data; Web Page https://ourworldindata.org/energy-production-consumption visited January 2024.
[3] REN21 Renewables 2023 – Global Status Report.
[4] Baumgartner, C. Rienessel: Wasserkraft und Flexibilität; Der Beitrag der alpinen Wasserkraft zum Gelingen der Energiewende [2019].

[1] Graz University of Technology, Institute of Hydraulic Engineering and Water Resources Management, Stremayrgasse 10/II; www.hydro.tugraz.at

1.4. HERAUSFORDERUNG ENERGIEWENDE

1.4.1. Randbedingungen für ein demokratisches und nachhaltiges Strommarktdesign

Reinhard HAAS[1]

Abstract

In der Geschichte der Stromsysteme in verschiedenen Ländern hat es unterschiedliche Konstellationen in Bezug auf die Preisbildung in den Strommärkten gegeben. Nach den Perioden der staatlichen Regulierung und der Liberalisierung der Großhandelsmärkte steht das Stromsystem derzeit vor der dritten großen Herausforderung: dem Umbau zu einem bidirektionalen System, das demokratischer und nachhaltiger sein soll. Dies ist zumindest in einigen Ländern, wie Deutschland, Kalifornien oder Österreich der Fall. In diesem Kontext ist vor allem die derzeitige Diskussion um ein neues Strommarktdesign von Interesse. Ein zentraler Grund für dieses Re-Design der Strommärkte ist, dass in den letzten Jahren die Stromproduktion aus variablen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken in Europa beträchtlich gestiegen ist. Dies hat weiters zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen variabler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte bzw. wenn – aufgrund von Überschussproduktion – die Strompreise gegen Null konvergieren („Duck"-curve) oder sogar negativen Preisen – die Einnahmen aus dem Stromgeschäft nicht mehr ausreichen, umd die Kosten zu decken.

Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist es, die Randbedingungen aufzuzeigen, um große Mengen variabler erneuerbarer Energie in das Stromsystem zu integrieren, das System demokratischer zu machen und es (energiewirtschaftlich) trotzdem ausgeglichen zu halten. Die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – *revised Energy-only-markets* und staatlichen Kapazitätszahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – werden im Folgenden analysiert und deren Vor- und Nachteile identifiziert.

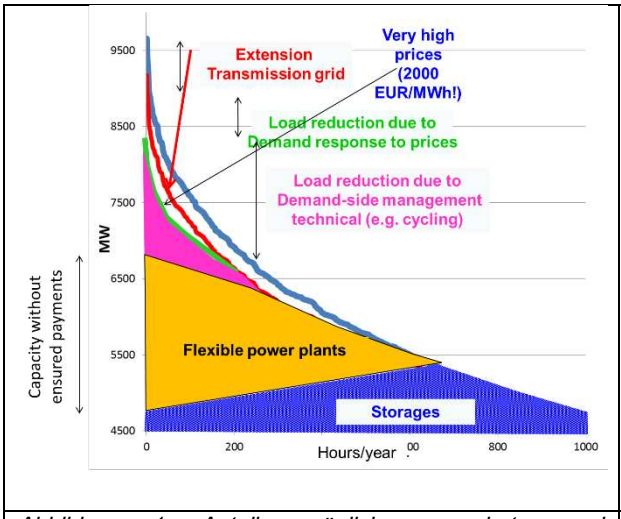


Abbildung 1: Anteile möglicher angebots- und nachfrageseitiger Optionen zur flexiblen Deckung der Residuallast zu Engpasszeiten ohne staatliche Kapazitätszahlungen

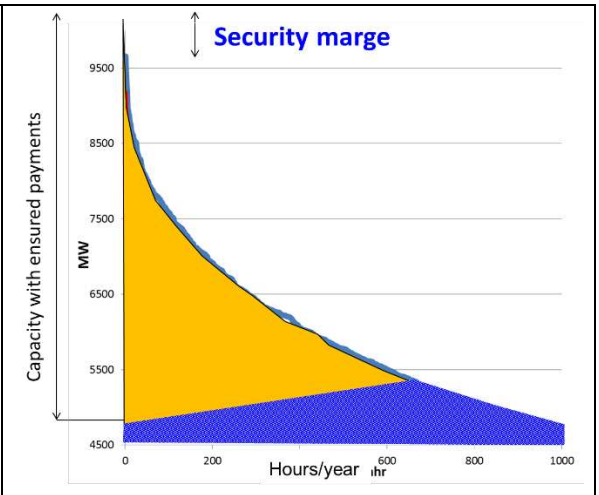


Abbildung 2: Anteile möglicher angebots- und nachfrageseitiger Optionen zur flexiblen Deckung der Engpassresiduallast mit staatlichen Kapazitätszahlungen

Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf der Überzeugung, dass in Zukunft nicht immer die kurzfristigen Grenzkosten die Strompreise bestimmen, sondern auch Knappheitspreise zustande kommen können, um den Betreibern flexibler Kraftwerke zumindest ausreichende Deckungsbeiträge zu sichern. Am einfachsten und am kompatibelsten mit Wettbewerb ist es daher, die Strompreise weiterhin

[1] Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel. +431/58801-37352, e-mail: haas@eeg.tuwien.ac.at; Web: www.eeg.tuwien.ac.at

die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht alle konventionellen Kraftwerke von heute auf morgen abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu ein Preismuster zu akzeptieren, bei dem die Regulatoren bereit sind, gelegentlich hohe Preisspitzen – die deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten liegen können – in Spotmärkten zu akzeptieren, ohne die Marktteilnehmer des Missbrauchs von Marktmacht zu beschuldigen. Als Ergänzung ist es auf der Verbraucherseite wichtig, einen Ansatz für bidirektionale Stromtarife für Leistung und Energie, bei dem es vier zentrale Komponenten gibt, siehe Abb. 3, zu implementieren. Als Alternative dazu werden zentrale Kapazitätszahlungen diskutiert. Das Hauptargument der Apologeten dieser Idee ist, dass, wenn nicht eine fixe "Stand-by fee" für fossile Kraftwerke bezahlt werden würde, diese stillgelegt werden, weil sie nicht mehr profitabel wären oder sogar Verluste bedeuten würden. Das zentrale Problem dieses Ansatzes ist, dass dieser rein auf der Stromerzeugung fokussiert und damit die Marktanreize für viele andere Optionen vor allem nachfrageseitig völlig vernachlässigen würden.

Als wichtigste Erkenntnis ergibt sich, dass im derzeitigen und zukünftigen System also nicht mehr die Erzeuger im Mittelpunkt stehen, sondern die Vertriebsunternehmen bzw. die Bilanzgruppen, siehe Abb. 4. Eine Bilanzgruppe ist eine Einheit in einer Regelzone eines Strommarktes (zumindest in Deutschland und Österreich), welche sicherzustellen hat, dass Angebot und Nachfrage in jedem Moment ausgeglichen sind, z.B. die Grazer oder die Wiener Stadtwerke. Um dieses Ziel zu erreichen sind Eigenstromerzeugung, zentrale oder dezentrale Speicher, kurz- und langfristiger Handel sowie diverse Flexibilitätsmaßnahmen möglich. Wichtig ist, dass jede Abweichung vom Fahrplan bzw. Differenz hohe Kosten verursacht und somit eine Bestrafung bewirkt. Das Stromsystem im *Neuen Denken* der Zukunft wird also anders aussehen als das eindimensionale *Alte Denken*. Es wird die Bilanzgruppe im Mittelpunkt haben, bidirektional sein und „Prosumagers" werden eine wichtige Rolle spielen. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen.

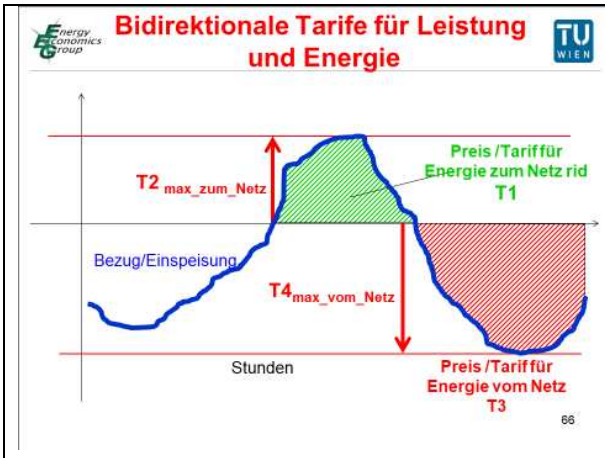


Abbildung 3: Ein Ansatz für bidirektionale Stromtarife für Leistung und Energie (Quelle: Haas et al)

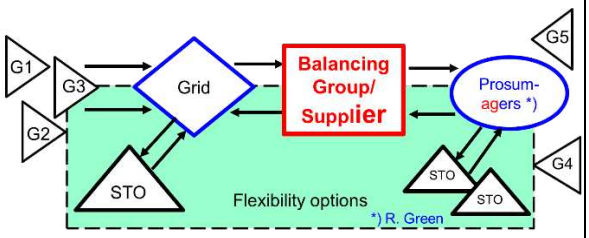


Abbildung 4: Neues Denken in Strommärkten: Birektionaler Stromfluß und –handel und zunehmende Bedeutung von „Prosumagers"

Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind: (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, ist nicht länger haltbar; (ii) Kapazitätsmärkte bedeuten eher Rückschläge für die Wettbewerbsidee und die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom"planwirtschaft"; (iii) Der wichtigste Aspekt derzeit ist, das Potenzial an phantasievollen Lösungen aller Marktteilnehmer auszuschöpfen und der vollen Bandbreite an angebots- und verbraucherseitigen Optionen (inkl. Smart grids, Speicher und verbraucherseitige Optionen) eine Chance zu geben; (iv) Eine bedeutende Rolle im zukünftigen Stromsystem wird die dezentrale Photovoltaik spielen, Abb.3, inkl. und exkl. dezentrale Speicher, vor allem, wenn die Schere zwischen Kosten und Endverbraucherpreisen noch weiter auseinander geht.

Referenzen

[1] Haas R., Duic N., Auer H., Ajanovic A., Ramsebner J., Knapek J., Zwickl-Bernhard S: The photovoltaic revolution is on: How it will change the electricity system in a lasting way, Energy, 265, 126531, 2023.

1.4.2. Wege zur Klimaneutralität in Österreichs Industrie

Thomas KIENBERGER[1], Christopher GRADWOHL

Österreich unterstützt das Ziel der Europäischen Union, gemäß dem Green Deal bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, indem die österreichische Bundesregierung in ihrem aktuellen Regierungsprogramm das noch ehrgeizigere Ziel verfolgt, das Wirtschaftssystem bis 2040 vollständig klimaneutral zu gestalten. Zur Erreichung dieser Ziele ist ein besonderes Augenmerk auf den österreichischen Industriesektor gerichtet, der für 34 % (25 Mt CO_2e, 2019) [1] der gesamten Treibhausgasemissionen (THG) Österreichs verantwortlich ist. Insgesamt betragen industrielle Prozesse aller Industriestandorte in Österreich etwa 37 % (139 TWh/a) [2] des gesamten Primärenergieverbrauchs. Dabei stellen die Sektoren Eisen- und Stahl, nichtmetallische Mineralstoffe, Chemie- und Petrochemie sowie Zellstoff- und Papier die energieintensivsten Sektoren dar. Und sind zusammen für 61 % (82 TWh im Jahr 2019) des gesamten Energiebedarfs und 79 % (21 Mt im Jahr 2019) der THG-Emissionen der Industrie verantwortlich [1].

In der österreichischen Industrie wurde bereits ein Wandel hin zu einem effizienteren, nachhaltigen und klimaneutralen Energiesystem eingeleitet, der zur Beschleunigung jedoch weitere Unterstützung erfordert. Um Stakeholder der produzierenden Industrie, politische Entscheidungsträger und Technologieanbieter zu unterstützen, müssen die Komplexitäten der Energiebereitstellung und -nutzung vereinfacht und ein klarer Weg für jeden Industriesektor identifiziert werden. Dafür wurden in einem Bericht des NEFI Innovationsverbundes [1] aktuelle industrielle Produktionsprozesse bewertet, die zukünftige Nutzung verschiedener Technologien prognostiziert und die daraus resultierenden Energiebedarfe und technologischen Pfade zusammengefasst. Basierend auf einem Ansatz, der den gesamten Energiebedarf berücksichtigt und sicherstellt, dass alle für die industrielle Produktion benötigten Energieflüsse einbezogen werden – einschließlich der Endenergieanwendungen sowie des Energieeinsatzes in industriellen Umwandlungseinheiten (z.B. Hochofen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) –, wurden drei Energie-Nachfrageszenarien bis 2050 entwickelt:

Business as usual (BAU): Dieses Szenario dient als Referenzszenario zur Bewertung der Wirksamkeit innovativer Technologien in den beiden untenstehenden Übergangsszenarien und wurde durch Extrapolation historischer Trends und wirtschaftlicher Entwicklungsprognosen ermittelt.

Pathway of industry (POI): Dieses Szenario spiegelt die Innensicht der Industrie mit Ihren aktuellen Transformationsplänen wider und ist das Ergebnis eines intensiven Dialogs mit führenden Industriebetrieben, die die Technologieeinsätze in ihren jeweiligen Sektoren unter aktuellen und vorhersehbaren Rahmenbedingungen bis 2030 bewertet haben. Die Entwicklung bis 2050 wurde dabei auf der Grundlage dieser Bewertung und unter Berücksichtigung der erwarteten Technologieverfügbarkeit extrapoliert.

Zero emission (ZEM): Dieses Szenario skizziert den Weg zu einer vollständig klimaneutralen industriellen Energieversorgung in Österreich bis zum Jahr 2050. Es basiert auf der Einführung bahnbrechender Technologien, die für jeden Sektor als vielversprechende Lösungen zur Bewältigung der Transformation identifiziert wurden. Zur Berechnung des Weges zu einer vollständig klimaneutralen Industrie, wird ein Backcasting-Verfahren angewendet, dass ausgehend von der angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2050 rückwärtsgerichtet die notwendigen Schritte zur erfolgreichen Umsetzung dieses Ziels darlegt.

Der Vergleich dieser Szenarien-Ergebnisse erlaubte wichtige Handlungsfelder zu identifizieren und no-regret Maßnahmen abzuleiten, um die (geringe) Lücke zwischen den THG des POI- und dem ZEM-Pfad zu schließen. Dabei ist anzumerken, dass es keine allumfassende Lösung zur Erreichung der Klimaneutralität gibt, jedoch konnte eine Reihe an vielversprechenden Kombinationen aus den folgenden Handlungsfelder identifiziert werden:

- Deutliche Verbesserung der Energieeffizienz und Elektrifizierung aller industriellen Prozesse

[1] Montanuniversität Leoben, Franz-Josefstraße 18 8700 Leoben, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

- Umstellung auf klimaneutrale Gase (Wasserstoff, Bio- und synthetisches CH4)
- Technologien zur Kohlenstoffabscheidung
- Aspekte der Kreislaufwirtschaft um den Energiebedarf zusätzlich zu senken

Bei der Umsetzung der genannten Maßnahmen hin zur vollständigen Klimaneutralität zeigt sich, dass der Gesamtenergieverbrauch bis 2050 auf 168 TWh im POI- und 172 TWh im ZEM-Szenario ansteigen wird. Die Unterschiede ergeben sich hauptsächlich aus den technologischen Anwendungen bei der Gasversorgung. Im POI-Szenario setzt die Industrie stärker auf CH_4- und biomassebasierte Technologien, während im ZEM-Szenario der Fokus auf wasserstoffbasierten Technologien liegt. Es ist anzumerken, dass erneuerbare Gase nicht nur Erdgas substituieren, sondern auch Kohle im Eisen- und Stahlsektor sowie Naphta im Chemiesektor. Aus den Ergebnissen der Autoren aus [3] geht hervor, dass sich dadurch eine Gasnachfrage von 60 - 95 TWh ergeben wird. Weiterhin resümieren die Autoren aus [2, 4], dass in Österreich insgesamt ein technisches Potenzial an grünem Gas von etwa 64 TWh/a besteht, wovon 20 TWh erschlossen werden können. Daraus kann geschlossen werden, dass eine Anpassung der Infrastruktur notwendig ist, um zum einen die Importrouten zu erweitern und darüber hinaus erneuerbare Gase zu transportieren [5].

Der gestiegene Gesamtenergiebedarf reflektiert laut den Autoren aus [1] auch die zusätzliche Notwendigkeit von 49 TWh elektrischer Energie für Endenergieanwendungen in den Szenarien POI und ZEM, wobei die Wasserstoffproduktion hierbei nicht berücksichtigt wird. Neben den Bemühungen zur allgemeinen Elektrifizierung, wie etwa durch Wärmepumpen (+ 10-15 TWh), wird der Elektrizitätsbedarf insbesondere durch die Umgestaltung prozessemissionsintensiver Sektoren wie der Eisen- und Stahlindustrie (+ 5 TWh) sowie der Chemieindustrie (+ 3,5 TWh) getrieben. In diesen Sektoren führt die Einführung von Elektrolichtbogenöfen und CO_2-Abscheidungsanlagen zu einem signifikanten Mehrbedarf an elektrischer Endenergie. Laut den Autoren aus [5] soll der Mehrbedarf an Energie durch emissionsfreie Energieträger gedeckt werden. Dies wird durch einen Energiemix erreicht, der Photovoltaik, Laufwasser-, Pumpspeicher-, Gas-, Biomasse- und Windkraftwerke, sowie Abfallverwertung in der Höhe von 110 TWh im Jahr 2030 und 140 TWh im Jahr 2040 umfasst. Vor der verstärkten Integration erneuerbarer Energien und der Einbettung in das europäische Verbundnetz, zeigen Analysen des Stromübertragungsnetzes für das Jahr 2030 deutliche Notwendigkeiten für Netzverstärkungsmaßnahmen, insbesondere zwischen Ost- und Westösterreich [5].

Um neben den genannten Bestrebungen eine vollständige Klimaneutralität zu erreichen, werden Maßnahmen rund um die Kohlenstoffabscheidung unerlässlich sein. Dabei wird zwischen Carbon Capture and Utilization (CCU) von beispielsweise biogenen Emissionen und Carbon Capture and Storage (CCS) von schwer zu vermeidenden Emissionen, wie geogenen Emissionen, unterschieden [6]. In den beschriebenen Szenarien aus [1] wird dabei angenommen, dass der chemische und petrochemische Sektor als notwendige CO_2-Senke für bis zu 5 Mt CO_2 (netto) dient, um die verbleibenden Treibhausgasemissionen aus anderen produzierenden Industrien – wie dem Sektor nichtmetallische Mineralstoffe – auszugleichen.

Abschließend wird Anhand einer Studie aus [7] zur Kreislaufwirtschaft im industriellen Sektor gezeigt, dass in der Eisen- und Stahlindustrie durch Änderungen des Produktionsweges vom Hochofenverfahren zur wasserstoffbasierten Direktreduktion (DRI) und den Einsatz im Elektrolichtbogenofen (EAF), eine signifikante Reduktion von CO2-Emissionen erreicht werden kann. Dabei ermöglicht der Elektrolichtbogenofen die effiziente Verwertung von Eisenschrott, wobei laut der Studie bei einer konstanten Stahlproduktion bis 2040 die Schrott-zu-Rohstoff-Substitution auf bis zu 50% gesteigert und der Primärenergiebedarf entsprechend reduziert werden kann. Durch die Kombination der Kreislaufwirtschaftsmaßnahme mit der Rohstahlerzeugung durch das Direktreduktionsverfahren lässt sich der Energieverbrauch um 15,4 TWh senken, was einer Reduktion auf 57% im Vergleich zu 2019 entspricht.

Basierend auf den identifizierten Handlungsfeldern hin zu einem klimaneutralen industriellen Energiesystem kann festgehalten werden, dass spezifische Technologien im industriellen Sektor schnell erforscht, entwickelt, demonstriert und umgesetzt werden müssen, um die Klimaziele zu erreichen. Forschung, Entwicklung und die Demonstration neuer Technologien sind darüber hinaus entscheidend für eine schnelle Implementierung in der Industrie, wobei Bemühungen in beiden Bereichen intensiviert und beschleunigt werden müssen.

Referenzen

[1] Nogovnak, P.; Kienberger, T; et al. Pathway to industrial decarbonisation: Scenarios for the development of the industrial sector in Austria. 2022
[2] Sejkora et al., Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems – A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exery Demand and Renewable Exergy Potential, Energies, 2020
[3] Baumann et al, Erneuerbares Gas in Österreich 2040, BMK 2021
[4] Kühberger et al, Grünes Gas Steiermark – Berechnung von Bandbreiten erschließbarer Potenziale an Biomethan und Synthetic Natural Gas (SNG) aus Reststoffen unter Einbindung eines Stakeholderprozesses, 2022
[5] *Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan*: *Entwurf zur Stellungnahme, BMK* 2023
[6] Hochmeister et al.: Carbonmanagement für ein klimaneutrales Österreich, 2024
[7] Kienberger et al.: Systematisches Zusammenwirken von Dekarbonisierung und Kreislaufwirtschaft am Beispiel der österreichischen Industrie, 2022

1.4.3. Aktuelle Herausforderungen bei Feststoffbatterien mit metallischem Lithium

H. MARTIN, R. WILKENING[1]

Die Reduktion klimaschädlicher Treibhausgase verlangt nach Energiekonvertierungsmöglichkeiten, die auf fossile Brennstoffe komplett oder zumindest zu einem überwältigenden Anteil verzichten. Elektrische Energie, die aus Sonnen- oder Windenergie umgewandelt wurde, bedarf aber sicherer und leistungsfähiger Energiespeicher. Die gleichen Batteriespeicher werden auch im Transportsektor benötigt, um elektrisch angetriebene Fahrzeuge mit Energie zu versorgen.

In den letzten zwei Jahrzehnten hat die chemische und elektrochemische Batterieforschung stark von neuen Materialentwicklungen profitiert. Dies betrifft sowohl elektrochemisch aktive wie inaktive Komponenten in den bisher leistungsfähigsten Batterien, den Li-Ionenbatterien. Die Eliminierung oder zumindest die starke Reduktion von flüssigen, brennbaren Elektrolytkomponenten soll zu einer deutlichen Steigerung der Sicherheit von Batterien dieses Typs beitragen. Zu diesem Zweck sind in den letzten Jahren hochleitfähige keramische Ionenleiter entwickelt worden, die als elektronisch isolierende Trennschicht den Anoden- vom Kathodenraum trennen. Für eine signifikante Steigerung der Energie- und Leistungsdichte von Feststoffbatterien kann Li-Metall als Anodenmaterial verwendet werden. Die Grenzschicht Lithium|Elektrolyt birgt jedoch Probleme in sich, welche die aktuelle Grenzflächenbatterieforschung prägen. Während der Lade- und Entladevorgänge kann es zu irreversiblen Degradationserscheinungen, der Bildung von Li-Dendriten und Rissen etc. kommen, welche die Lebensdauer und Leistung von Feststoffbatterien erheblich verkürzen können. Im Beitrag werden die wichtigsten aktuellen Herausforderungen präsentiert und auch Lösungsansätze diskutiert.

Beispielsweise können sich an der Phasengrenze Lithium|Elektrolyt sog. gemischtleitende Interphasen bilden (*mixed conducting interphases*),[2] die auf die Gesamtleistungsfähigkeit des Systems Einfluss nehmen können. Die Beschreibung ihrer strukturellen und elektrochemischen sowie dynamischen Eigenschaften hinsichtlich des Elektronen- und Ionentransports gilt es insbesondere in den nächsten Jahren zu charakterisieren. In Abb. 1 ist exemplarisch der Fall der $Li_3Al_{0.3}Ti_{1.7}(PO_4)_3$-Bildung gezeigt, die einsetzt, sobald LATP ($Li_{1.3}Al_{0.3}Ti_{1.7}(PO_4)_3$) mit Li($Li^+/e^-$)-Quellen in Kontakt kommt. Die *operando* Phasenbildung kann chemisch durch Umsetzung von LATP mit *n*-BuLi imitiert werden, so dass Charakterisierungsmethoden eingesetzt werden können, die große Probenvolumina benötigen, wie z. B. Li- oder Al-Kernresonanzmessungen.[1]

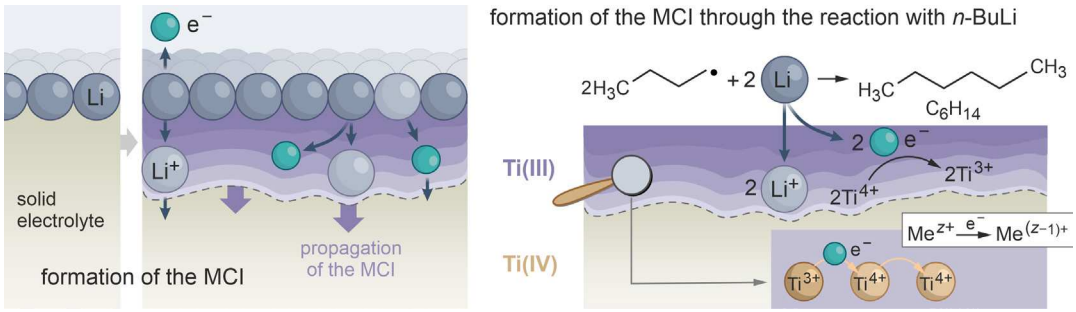


Abbildung 1: Bildung der MCI, wenn LATP mit metallischem Li in Kontakt kommt. Derartige Interphasenbildungsreaktionen können die Grenzflächeneigenschaften in Festkörperbatterien beeinflussen.

Referenzen

[1] P. Hartmann, T. Leichtweiss, M. R. Busche, M. Schneider, M. Reich, J. Sann, P. Adelhelm, J. Janek, *J. Phys.Chem. C* **2013**, 117, 21064.
[2] T. Scheiber, B. Gadermaier, M. Finšgar, H. M. R. Wilkening, **2024**, *submitted*.

[1] TU Graz, Institut für Chemische Technologie von Materialien, Stremayrgasse 9, 8010 Graz; wilkening@tugraz.at, www.ictm.tugraz.at

1.4.4. Eine Kreislauffähige und klimaneutrale Fahrzeugflotte in Österreich 2050 – wie das gehen könnte!

Gerfried JUNGMEIER[1], Michael SCHWINGSHACKL[2]

Modelle, Szenarien und Innovationen für ein zukunftssicheres Energiesystem

Zwei der wesentlichsten Herausforderungen für zukunftsfähige Energiesysteme sind die Sicherstellung der Kreislauffähigkeit und das Erreichen der Klimaneutralität.

Die Kreislauffähigkeit heißt im Idealfall, dass zu Beginn des Lebenszyklus eines Energiesystems alle benötigten Materialen aus der Wieder- bzw. Weiterverwendung stammen und dass am Ende des Lebenszyklus alle Materialien der Wieder- bzw. Weiterverwendung zugeführt werden. Die Klimaneutralität bedeutet im Idealfall, dass die Energiedienstleistungen ohne Treibhausgas-Emissionen im Lebenszyklus bereitgestellt werden. Somit ist klar, dass diese beiden Zielsetzungen in ihrer Definition als „visionär“ bezeichnet werden können und erst langfristig vollständig realisierbar sein könnten. In jedem Fall ist es jedoch wichtig, die Kreislauffähigkeit und die Klimaneutralität messbar zu machen, um den Weg in Richtung Kreislauffähigkeit und Klimaneutralität berechen-, mess- und evaluierbar zu machen.

Die Methode der dynamischen Lebenszyklusanalyse (dyn LCA) kann die Kreislauffähigkeit und die Klimaneutralität von Energiesystemen analysieren und bewerten, indem die Materialeinsätze und die Treibhausgas-Emissionen im Lebenszyklus - z.T. kumuliert - über der Zeit berechnet werden. Die Kreislauffähigkeit wird mit dem Material Circularity Index (MCI) gemessen, wobei auf Basis der Materialbilanz alle eingesetzten Primär- und Sekundärmaterialen sowie deren Wieder- und Weiterverwendung erfasst werden. Der MCI kann zwischen 0 und 1 liegen, wobei 1 bedeutet, dass eine 100% Kreislauffähigkeit vorliegt. Aktuell liegt MCI für einen PKW mit Verbrennungsmotor bei etwa 0.57 und batterie-elektrisch bei etwa 0.45. Bei den Treibhausgasen – gemessen in CO_2-Äquivalent - werden alle relevanten Gase wie CO_2, CH_4, N_2O, H_2, FCKW, SF_6 erfasst, womit dann der Weg zur Erreichung von Null Treibhausgas-Emissionen hin zu einem klimaneutralen Energiesystem aufgezeigt werden kann.

Diese methodische Bewertung der Kreislauffähigkeit und der Klimaneutralität bis 2050 wurde für die österreichische Fahrzeugflotte – PKW, LKW, Bus, 2-Räder, Straßenbahn, U-Bahn, Eisenbahn - mit der dynamischen LCA durchgeführt, wobei von 1990 bis 2022 die IST-Daten verwendet wurden und von 2023 bis 2050 unterschiedliche Szenarien zur Zielerreichung analysiert wurden. Die Szenarien werden im Wesentlichen durch den Bedarf an Transportdienstleistungen für Personen und Güter, der Anzahl und Art der Fahrzeuge, den Jahreskilometern sowie dem Energieträgermix aus Benzin, Diesel, Biotreibstoffen, Elektrizität, Wasserstoff und e-Fuel bestimmt.

Die Daten zur Fahrzeugflotte wurden von der TU-Graz aus NEMO (Network Emission Model) ermittelt, dass auch in der OLI (Österreichische Luftschadstoff-Inventur) die Grundlage bietet. Die methodischen Grundlagen wurden in Kooperation mit der IEA HEV Task 30 und 46 erarbeitet und die dynamischen LCA Daten wurden von JOANNEUM RESEARCH erarbeitet. Die Anwendung einer dynamischen Lebenszyklusanalyse auf die Entwicklung einer Fahrzeugflotte zur Bewertung der Klimaneutralität und Kreislauffähigkeit ist unseres Wissens nach derzeit noch weltweit einmalig.

Hier werden das aktuelle WAM-Szenario des UBA bzw. BMK mit diesem methodischen Baukasten hinsichtlich Klimaneutralität und Kreislauffähigkeit analysiert und mit einem Szenario („BEV max.

Elektrifizierung) verglichen, dass die Klimaschutzziele für 2030 (- 48% THG-Reduktion bzgl. 2005), 2040: klimaneutraler österreichischer Verkehrssektor und 2050+ vollständige Klimaneutralität und Kreislauffähigkeit erfüllt.

[1] JOANNEUM RESEARCH, Institut für Klima, Energie und Gesellschaft, gerfried.jungmeier@joanneum.at
[2] TU Graz, Institut für Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebssysteme, schwingshackl@ivt.tugraz.at

Die ersten (vorläufigen) Ergebnisse zu den Treibhausgas-Emissionen und der Klimaneutralität sind in Abb. 1 und Abb. 2 dargestellt. Die Ergebnisse zur Kreislauffähigkeit werden Anfang 2024 vorliegen und können daher erstmals bei der EnInnov 2024 präsentiert werden.

Aus diesen Ergebnissen werden die notwendigen Rahmenbedingungen abgeleitet, um die Klimaneutralität und die Kreislauffähigkeit der Fahrzeugflotte in Österreich 2050 + zu erreichen.

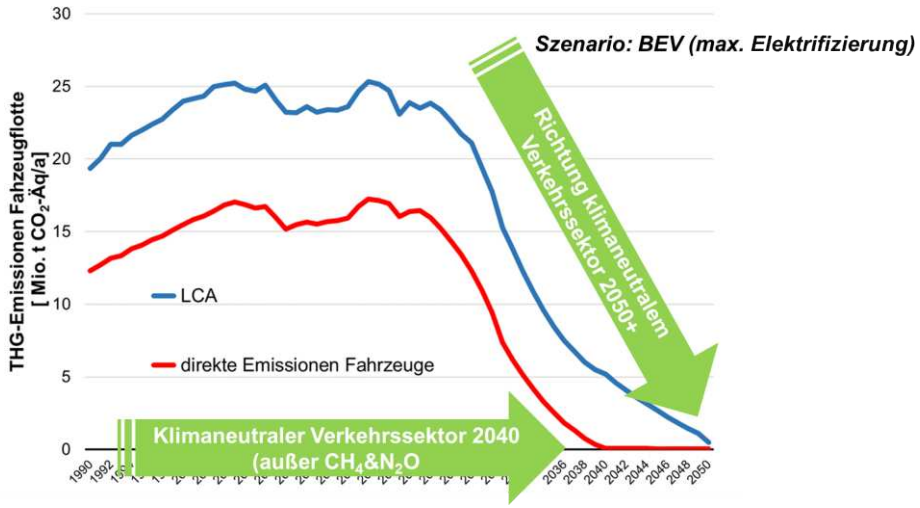


Abbildung 1: THG-Emissionen der Fahrzeugflotte

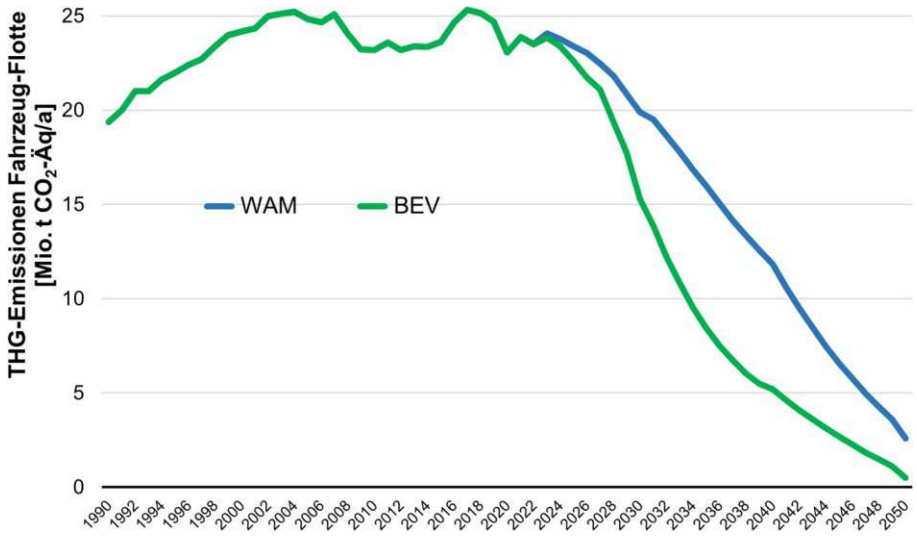


Abbildung 2: LCA basierte THG-Emissionen der Fahrzeugflotte

Diese Arbeiten werden im Rahmen der österreichischen Mitarbeit in der IEA Technologiekooperation in der IEA HEV Task 30 („LCA of EVS2“: 2018 – 2022) und IEA HEV Task 46 „LCA of Trucks, Buses, 2-Wheelers and other Vehicles: 2022 – 2024) durchgeführt, die vom Klima und Energiefond finanziert und vom BMK unterstützt werden.

2 ENERGIESYSTEME IM (KLIMA-)WANDEL

2.1. WETTER-EINFLÜSSE AUF ENERGIESYSTEME

2.1.1. Bedeutung der Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterjahre und Klimamodelle in der Energiesystemmodellierung

Katharina GRUBER[1]

Motivation

Europa hat das ambitionierte Ziel, der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Bis 2030 sollen die Emissionen um mindestens 55 % gesenkt werden, bis 2050 soll Europa bilanziell ganz emissionsfrei werden [1]. In Österreich gibt es mit der Klimaneutralität bis 2040 noch stringentere Ziele [2].

Die Primärenergieproduktion wird sich in Zukunft im Wesentlichen auf Wind und PV verlagern. Auch auf der Nachfrageseite wird es Anpassungen aufgrund der Elektrifizierung geben. Die damit einhergehende höhere Wetterabhängigkeit macht das gesamte Energiesystem vulnerabler bezogen auf unerwartete Schwankungen in der Ressourcenverfügbarkeit von Wind, Wasser und Solareinstrahlung. Neben der Vorhersage-Unsicherheit trägt damit der Klimawandel wesentlich zur Systemunsicherheit bei.

Der TYNDP (Ten Year Network Development Plan) [3] der ENTSO-E ist dabei wegweisend für die sich daraus ergebende notwendige Elektrifizierung und Anpassung des gesamten Energiesystems in Europa. Bisher wurden im TYNDP ein Set an 38 historischen Klimajahren entwickelt und drei repräsentative Klimajahre effektiv angewandt. Aktuell ist eine neue und entscheidende Version der dem TYNDP zugrundliegenden Klimadatenbank (PECD 4.1) in Entstehung, die auch von Klimaszenarien abhängige Änderungen zahlreicher energiesystemrelevanter Variablen durch den fortschreitenden Klimawandel berücksichtigt. Dies erlaubt in den darauf aufbauenden Simulationen auch eine Einschätzung der Auswirkungen des Klimawandels und dessen Extrema auf das europäische Energiesystem und auf die Übertragungsnetzinfrastruktur.

Methodik

Die neuesten Klimadaten der PECD 4.1 (Pan European Climate Data Base, basierend auf der ERA5 Reanalyse und drei CMIP6 Klimaprojektionen) dienen als Grundlage für eine Analyse von außergewöhnlichen Klimajahren, anhand Zeitreihen klimaabhängiger Variablen. Der Datensatz umfasst historische Klimajahre (ERA5), sowie drei Klimaprojektionen aus dem CMIP6 [4] (ECE3, MEHR, CMR5) aus dem Klimaszenario SSP2-4.5 (mittlere Treibhausgasemissionen) [5].

Eine über die übliche Klima-Normalperiode (30 Jahre) hinausgehende Zeitperiode (1980-2065) an energiesystemrelevanten Daten wird mithilfe von Grenzwerten auf kritische Situationen analysiert, um Risiken und Entwicklungen dieser Variablen im Langzeit-Kontext zu bewerten. Anhand dieser Analysen können Jahre, in denen häufig kritische Situationen auftreten, aus dem neuen Datensatz identifiziert werden, um insbesondere die Jahre in Analysen zu berücksichtigen, die das Stromsystem unter besondere Herausforderungen stellen. Die Ergebnisse dieser Analyse sollen die zusätzlichen Herausforderungen aufzeigen, die bisher einerseits durch die Nutzung nur weniger mittlerer Klimajahre vernachlässigt wurden, und die andererseits durch den Klimawandel in Zukunft entstehen werden.

Ergebnisse

Erste Analysen der PECD 4.1 zeigen, dass im Vergleich von historischen und zukünftigen Klimajahren, mit einem vermehrten Auftreten von gleichzeitig niedriger PV- und Winderzeugung zu rechnen ist. Je nach angenommenen Klimamodell und Schwellenwert, kann die Häufigkeit solcher Ereignisse verdoppelt werden (Abbildung 1). In einem System, das zunehmend auf die Produktion aus erneuerbaren volatilen Energiequellen setzt, kann dies zu vermehrten Engpässen führen, insbesondere wenn zugleich die Last ihre Spitzen erreicht. Temperaturen, als Indikator für Last, zeigen keine

[1] APG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, katharina.gruber@apg.at, 0664 88342946

eindeutige Tendenz: Je nachdem welches Klimamodell betrachtet wird, kann es zu einer leichten Verringerung bis zu einer Verdoppelung von gleichzeitig niedriger PV- und Windkraft-Erzeugung sowie hoher Last kommen (historisch: 0,06%, ECE3: 0,05%, MEHR: 0,12%). Fasst man die PV- und Winderzeugung zusammen, treten wesentlich häufiger gleichzeitig kritische Temperaturen und Niedrigerzeugung auf (historisch: 2,8%, ECE3: 2,3%, MEHR 2,9%), es zeigt sich aber kein Trend durch den Klimawandel. Eine saisonale Betrachtung (Abbildung 2) zeigt einen Rückgang kritischer Situationen im Februar, dafür vermehrte Häufigkeit im Sommer. Im Dezember ist ungewiss, in welche Richtung sich die energiesystemrelevanten Variablen in Zukunft entwickeln.

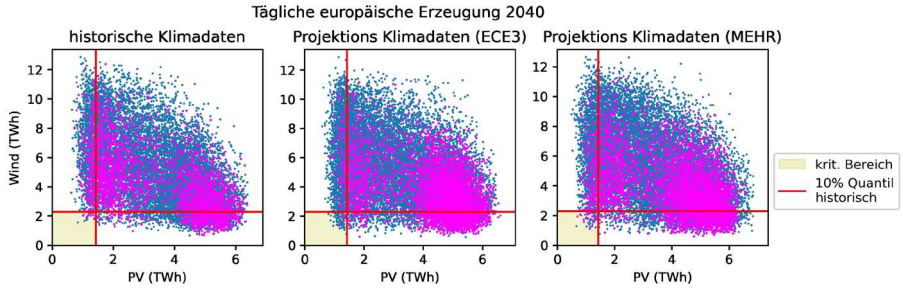


Abbildung 1: Vergleich kritischer PV- und Winderzeugung für historische (1980-2021) und zukünftige Klimajahre (2015-2065). Anteil kritischer Tage für niedriger Erzeugung: historisch: 0,2%, Projektionen: ECE3: 0,5%, MEHR: 0,3%. Punkte in Magenta zeigen kritische Temperaturen an (hohe Nachfrage)

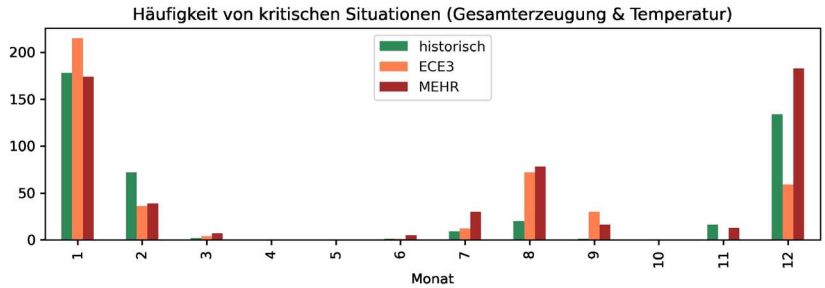


Abbildung 2: Saisonaler vergleich kritischer Tage (niedrige PV- und Winderzeugung und hohe bzw. niedrige Temperaturen) für historische (1980-2021) und zukünftige Klimajahre (2015-2065).

Ausblick

Auch wenn aus Stromsystemperspektive extreme Ereignisse relativ selten auftreten (<1%), müssen diese in der Auslegung des Systems berücksichtigt werden, da diese erheblichen Einfluss haben können. Die Analysen zeigen, dass nicht nur die Auswahl des Klimajahres, sondern auch die des Klimamodells erheblichen Einfluss auf Modellergebnisse hat. Daher sollten in Zukunft mehrere Wetterjahre und Klimamodelle berücksichtigt werden, insbesondere in Anbetracht der Herausforderungen die der Klimawandel mit sich bringt. Der sehr aktuelle PECD 4.1 Datensatz ermöglicht dies nun auch im TYNDP und kann somit aussagekräftigere Ergebnisse liefern, um das europäische Elektrizitätssystem auf diese wahrscheinliche Zukunft vorzubereiten. [1]

Referenzen

[1] Europäische Komission, “European Green Deal” https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de
[2] Bundesministerium für Finanzen, “Österreichische Klimaschutzstrategie” https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/klimaschutz/1/Seite.1000310.html
[3] ENTSOG//ENTSO-E, “TYNDP 2024” https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/
[4] Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store, 2021 „CMIP6 climate projections“ 10.24381/cds.c866074c
[5] IPCC, 2021 “Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers” https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf

[1] Die für diese Analyse vorgesehenen Daten sind noch nicht vollständig bzw. nicht in ausreichender Qualität verfügbar, deren Bereitstellung ist ab Mitte Dezember vorgesehen. Sollten diese Daten erst später bereitgestellt werden, ist nur eine eingeschränktere Analyse möglich. Insbesondere die Vorversion der Wasserkraft und Nachfragezeitreihen weisen noch Mängel auf und sind daher nicht für eine solche Analyse geeignet. Es ist nicht absehbar in welchem Zeitraum Nachfrage-Zeitreihen für alle Klimajahre und Modelle für gesamt Europa zur Verfügung stehen werden, für eingeschränktere (aber auch zukünftige) Zeiträume werden sie in den nächsten Wochen erstellt.

2.1.2. Identifikation von Extremwetterereignissen aus Sicht des Stromsystems

Demet SUNA[1], Franziska SCHÖNIGER [2], Gustav RESCH[3], Gerhard TOTSCHNIG[4], Peter WIDHALM[5], Nicolas PARDO-GARCIA[6], Florian HASENGST[7], Herbert FORMAYER[8], Philipp MAIER[9], David LEIDINGER[10], Imran NADEEM[11]

Motivation

Aufgrund des steigenden Anteils variabler erneuerbarer Energien (VRE) in Energiesystemen gewinnt die Residuallast (RL) als Indikator zunehmend an Bedeutung. In diesem Beitrag wird eine Methode zur Identifizierung und Bewertung von Extremereignissen in Elektrizitätssystemen vorgestellt, die auf einer Analyse der Residuallast basiert. Dabei werden für die Stützjahre 2030 und 2050 zwei Energietransformationspfade aufgezeigt. Konkret umfasst dies einen Referenzpfad (REF) und einen Pfad vollständiger Dekarbonisierung (DN). Diese Pfade sind jeweils mit einer großen Anzahl von Wetterjahren für zwei ausgewählte zukünftige Klimaszenarien, nämlich RCP8.5 mit starkem Klimawandel und RCP4.5 mit moderatem Klimawandel, verwendet. Die identifizierten Extremwetterjahre und aufbereiteten Daten können in Folge etwa für Energiesystemmodellierungen zur Analyse der Versorgungssicherheit verwendet werden. Der Fokus dieses Beitrages liegt auf der Methodik zur Identifikation relevanter Wetterjahre aus energiesystemischer Perspektive.

Methodik

Die RL beschreibt die Differenz zwischen der Stromnachfrage und der Stromerzeugung von variablen wetterabhängigen erneuerbaren Energieanlagen, d.h. PV-Solaranlagen, Wind- und Laufwasserkraftwerke. Eine negative RL kennzeichnet einen Erzeugungsüberschuss, während eine positive RL ein Erzeugungsdefizit bedeutet. Im Rahmen der durchgeführten Analyse wurde die RL auf stündlicher Basis für alle betrachteten Wetterjahre berechnet, mit dem Ziel der Identifikation kritischer Zeitabschnitte und folglich zu analysierender Wetterjahre. Neben der Analyse aus energiesystemischer Sicht erfolgte auch ein Vergleich zur Analyse und Identifikation auf Basis reiner meteorologischer Daten wie Temperatur, Niederschläge, Winddargebot und Solareinstrahlung.

Neben den Stromerzeugungsprofilen der VRE ist die RL der Schlüsselparameter für die Identifizierung von Extremereignissen aus Sicht des Stromsystems. In Anlehnung an die von Dawkins and Rushby [3] beschriebene Methode wurden einige primäre Indikatoren für unterschiedliche geografische Bereiche, d.h. für Österreich (AT), Mittel (CEU)- und Gesamteuropa, ermittelt. Als zentraler Indikator für die Identifikation kritischer Systemzustände erwies sich hierbei:

> *Peak Periods of Residual Load (PPRL):* Identifizierte Zeiträume, in denen über eine Zeitspanne von mehr als sieben Tagen die durchschnittliche wöchentliche RL (gleitender Durchschnitt von 7 Tagen) über dem 80. Perzentil der positiven RL liegt. Dies erscheint repräsentativ zur Identifikation von Dunkelflauten und Hitzewellen.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6 1210 Wien, +43 664 2351944 demet.suna@ait.ac.at
[2] Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Vienna, Austria, schöniger@eeg.tuwien.ac.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, gustav.resch@ait.ac.at
[4] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, gerhard.totschnig@ait.ac.at
[5] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, peter.widhalm@ait.ac.at
[6] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, nicolas.pardo-garcia@ait.ac.at
[7] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, florian.hasengst@ait.ac.at
[8] Universität für Bodenkultur, Institut für Meteorologie und Klimatologie, herbert.formayer@boku.ac.at
[9] Universität für Bodenkultur, Institut für Meteorologie und Klimatologie, philipp.maier@boku.ac.at
[10] Universität für Bodenkultur, Institut für Meteorologie und Klimatologie, david.leidinger@boku.ac.at
[11] Universität für Bodenkultur, Institut für Meteorologie und Klimatologie, imran.nadeem@boku.ac.at

Der Indikator PPRL wurde dann verwendet, um die Wetterjahre zu bestimmen, die für die Modellierung des Energiesystems verwendet wurden: Für die Transformationspfade DN in Kombination mit RCP 4.5 sowie REF, verknüpft mit RCP 8.5, wurden ein Normaljahr und zwei Extremjahre (mit entweder einer Dunkelflaute oder einer Hitzewelle) vorgeschlagen, die aus der Systemperspektive als Stressereignisse betrachtet wurden, siehe Abbildung 1.

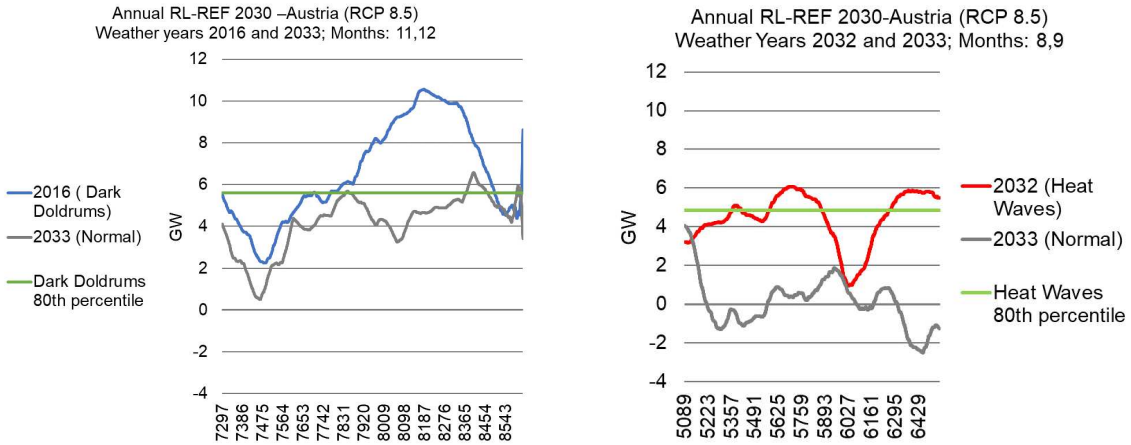


Abbildung 1: Darstellung des Indikators PPRL im Falle des REF-2030 Pfades (unter Berücksichtigung von Klimadaten gemäß RCP 8.5). Quelle: [1]

Ergebnisse

Bei der Auswahl der Wetterjahre wurde der obig beschriebene Indikator PPRL nicht nur für Österreich, sondern auch für Mitteleuropa, mit dem das österreichische Stromsystem stark verflochten ist, berücksichtigt. Die Überschneidung der identifizierten Wetterjahre für die Energiesystemmodellierung aus Sicht des Energiesystems und aus rein meteorologischer Sicht war hoch. Table 1 zeigt die Liste der ausgewählten Wetterjahre für die Szenarien der Energiesystemmodellierung.

RCP4.5 (DN-Szenarien)	**2030**	**2050**
Repräsentatives Jahr (Normal)	**2043**	**2062**
Hitzewelle	**2028** (23 Tage beginnend in Woche 27)	**2046** (Woche 38 und 39)
Dunkelflaute	**2037** (50 Tage beginnend in Woche 1)	**2037** (49 Tage beginnend in Woche 2)
RCP4.5 (DN-Szenarien)	**2030**	**2050**
Repräsentatives Jahr (Normal)	**2033**	**2049**
Hitzewelle	**2032** (14 Tage beginnend in Woche 38)	**2057** (40 Tage (CEU) beginnend in Woche 31)
Dunkelflaute	**2016** (9 Tage beginnend in Woche 3; 30 Tage beginnend in Woche 47)	**2047** (17 Tage (CEU) beginnend in Woche 47)

Tabelle 1: Ausgewählte Wetterjahre auf Basis der Residuallast und Dauer des Indikators PPRL

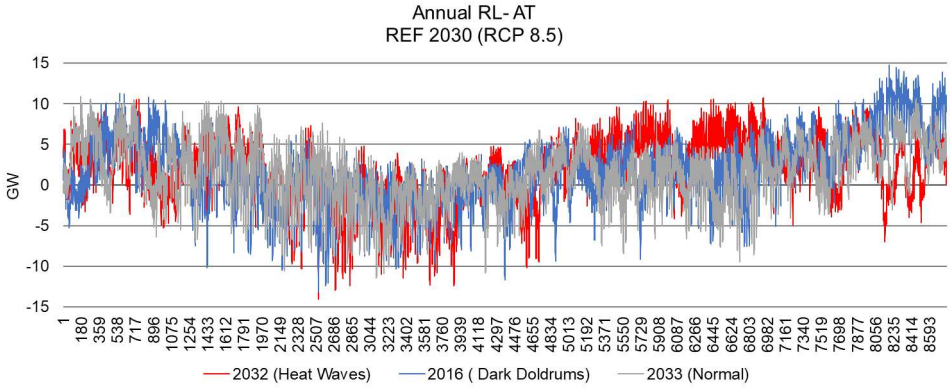


Abbildung 2: Darstellung der Residuallast für ausgewählte Wetterjahre im Falle des REF-2030 Pfades (unter Berücksichtigung von Klimadaten gemäß RCP 8.5).

Abbildung 2 zeigt die Residuallast für ausgewählte Wetterjahre repräsentativ für den REF-2030-Pfad. Im Rahmen des Vortrags wird auf die verfügbare Datenbasis, die verwendete Methodik sowie die ermittelten Ergebnisse und gewonnenen Erkenntnisse in ausführlicher Form eingegangen. Die gezeigte Datenbasis steht für eigene Analysen unter www.secures.at zur Verfügung.

Danksagung

Dieser Beitrag fußt auf Arbeiten im Rahmen der Forschungsprojekte SECURES – ein Projekt, das vom Klima- und Energiefonds (KLIEN) im Rahmen der Förderschiene ACRP gefördert wurde (Projektnummer KR19AC0K17532) – sowie ROBINE – ein Projekt im Rahmen der Förderschiene Energieforschung (e!MISSION) (Projektnummer FO999905716). Wir danken für die finanzielle Unterstützung, die diese Arbeiten ermöglicht hatten.

Referenzen

[1] F. Schöniger, ‘SECURES - Securing Austria’s Electricity Supply in Times of Climate Change’. Accessed: Jun. 29, 2023. [Online]. Available: https://www.secures.at/

[2] H. Ravn *et al.*, ‘Balmorel: a Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region’, Ballerup, Mar. 2001. [Online]. Available: http://www.balmorel.com/images/downloads/balmorel-a-model-for-analyses-of-the-electricity-and-chp-markets-in-the-baltic-sea-region.pdf

[3] D. L. Dawkins and I. Rushby, ‘Characterising Adverse Weather for the UK Electricity System, including addendum for surplus generation events’, Oct. 2021. [Online]. Available: https://nic.org.uk/app/uploads/MetOffice-Characterising-Adverse-Weather-Phase-2a.pdf

2.1.3. Simulation der Versorgungssicherheit während Extremwetterereignisse mittels eines gekoppelten Markt- und Netzmodells

Rafael FINCK[1], Felix NITSCH[2]

Hintergrund und Motivation

Das künftige europäische Energiesystem wird in hohem Maße durch wetterabhängige Erneuerbare Erzeugungstechnologien geprägt sein. Dementsprechend entscheidend ist die Fähigkeit der gekoppelten europäischen Märkte und Netze auch während Extremwetterereignissen wie der „kalten Dunkelflaute“ die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Neben den Erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitäten im System stellt der Austausch mit den Nachbarländern einen zentralen Freiheitsgrad der Betrachtung dar. Dieser Beitrag stellt ausgewählte Ergebnisse des VERMEER Projektes [1] vor, welches darauf abzielt, den Beitrag des europäischen Stromhandels auf die Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während eines solchen Extremwetterereignisses zu quantifizieren. Insbesondere wird der Einfluss des Extremwetters auf die sich an den Handelsplätzen einstellenden Preise, sowie Austauschflüsse und Knappheitssituationen analysiert. Netzseitig wird der Bedarf an engpassbehebenden Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement) bestimmt.

Methodik

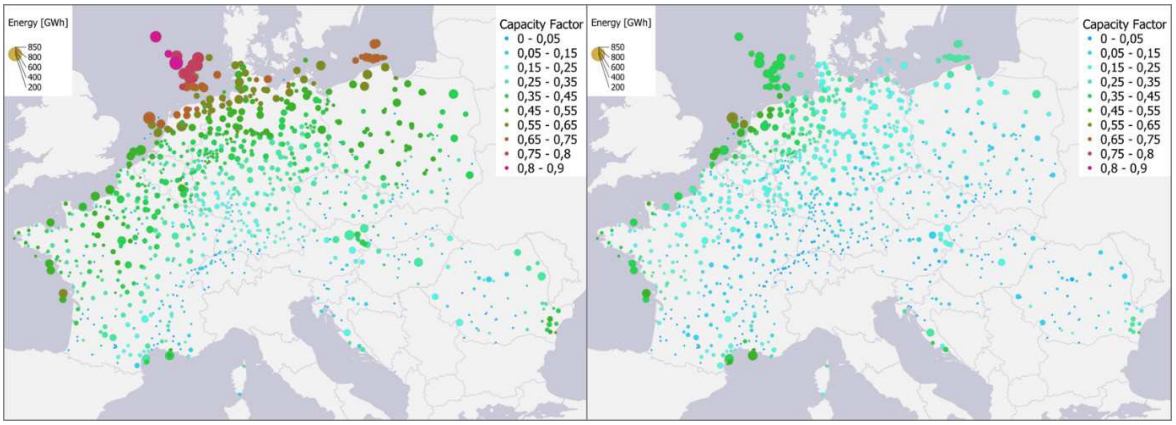
Basis für die Untersuchung bildet das europäische Energiesystem nach dem Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022 der ENTSO-E. Um ein relevantes Extremwetterereignis zu identifizieren werden auf Grundlage historischer Wetterdaten [2] die resultierende Residuallast bestimmt und entsprechende Zeiträume identifiziert. Um den Effekt des Extremwetterereignisses zu bestimmen, wird dieses in ein historisches Wetterjahr (2016) eingefügt. Der Vergleich des resultierenden „synthetischen Jahres“ mit der historischen Referenz bildet die Grundlage der Analyse. Der Ausbauzustand der Erneuerbaren Energien (insbesondere PV sowie Wind Onshore und Wind Offshore), der Kraftwerkspark, der Übertragungsnetzausbau sowie der Elektrifizierungsstand der Lastsektoren Mobilität und Wärme bilden dabei das Jahr 2035 ab. Das gekoppelte europäische Marktgeschehen wir mittels des agentenbasierten Strommarktmodells AMIRIS [3] simuliert. Dazu werden die zeitvariablen Austauschkapazitäten unter Berücksichtigung des Flow-based Market Couplings (FBMC) mit Hilfe des Modells Tango FBMC [4] berechnet. In den Modellen wird darüber hinaus auch der Einsatz weiterer marktseitiger Flexibilität und natürlich jene der Kraftwerke abgebildet. Anschließend werden die Auswirkungen des Marktergebnisses im Stromübertragungsnetz mittels (optimaler) Leistungsflussrechnung analysiert und der Bedarf an Redispatchmaßnahmen sowie Einspeisemanagement quantifiziert.

Ergebnisse

Die Residuallastanalyse ergibt als ein relevantes Extremwetterereignis eine zweiwöchige Schwachwindphase im Winter 1996/1997. Dieser wird kalendarisch korrekt in das historische Jahr 2016 eingefügt. Da der Zeitraum sehr nah am Jahreswechsel liegt wird zur adäquaten Modellierung von Integralitätsbedingungen der Saisonalspeicher das synthetische Jahr vom Sommer bis Sommer gerechnet. Die Strommarktsimulation erfolgt für Deutschland sowie die elektrisch gekoppelten Nachbarmarktzonen. Abbildung 1 zeigt die Windenergieeinspeisung pro Netzknoten im Netzgebiet der Core Region für den Extremwetterzeitraum im Basisjahr (links) und für das Extremereignis (rechts).

[1] Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstraße 16, +49 721 608-44468., +49 721 608-44682, rafael.finck@kit.edu, www.iip.kit.edu
[2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart +49 711 6862-8865, felix.nitsch@dlr.de, www.dlr.de/ve

Zu sehen ist die starke Korrelation zwischen der Einspeisung an den Netzknoten, da die Flaute beinahe im gesamten Betrachtungsgebiet vorherrscht. In einem ersten Schritt wird das Markt- und Netzergebnis für den Extremwetterzeitraum zwischen historischem Wetter und Extremereignis verglichen. Relevante Kenngrößen bilden hier die sich einstellenden Großhandelspreise während des Extremwetterereignisses, sowie Austauschflüsse zwischen den Marktzonen. Abbildung 2 zeigt beispielhaft den Kraftwerkseinsatz für die deutsche Marktzone, wie er sich im Strommarktmodell



einstellt, sowie die Strompreise während des

Abbildung 1: Winderzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannwerksknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).

Extremereignisses für den Referenzfall (links) und das Extremereignis (rechts). Zu sehen ist der verstärkte Einsatz von fossilen Spitzenlastkraftwerken sowie Preisspitzen im Extremfall.

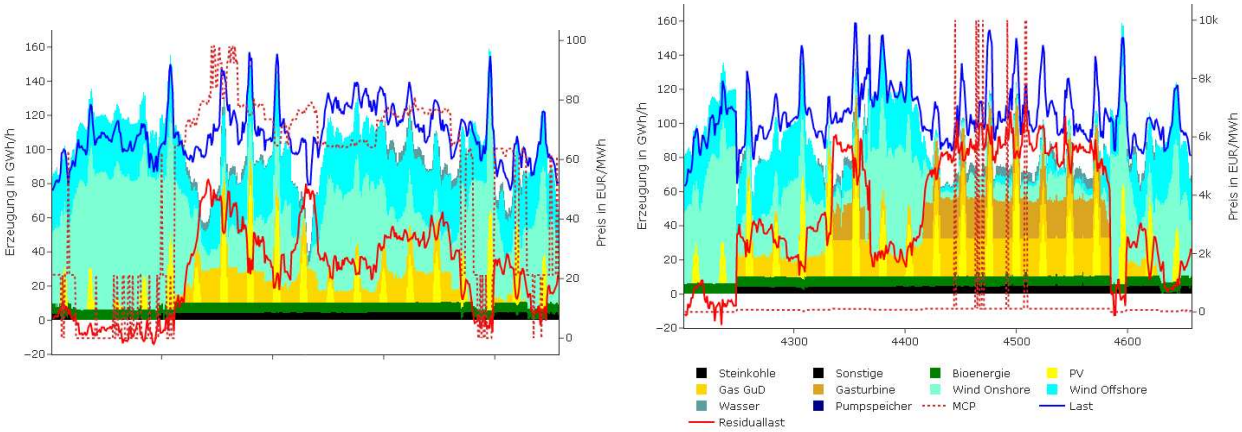


Abbildung 2: Einsatz verschiedener Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreis in den beiden Vergleichszeiträumen.

Referenzen

[1] F. Nitsch *et al.,* "Versorgungsicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER): Der Beitrag des transnationalen Stromhandels bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien.," 2023. [Online]. Available: https://elib.dlr.de/196641/

[2] H. Hersbach *et al.,* "The ERA5 global reanalysis," *Quart J Royal Meteoro Soc*, vol. 146, no. 730, pp. 1999–2049, 2020, doi: 10.1002/qj.3803.

[3] C. Schimeczek *et al.,* "AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems," *JOSS*, vol. 8, no. 84, p. 5041, 2023, doi: 10.21105/joss.05041.

[4] R. Finck, "Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets," *NachhaltigkeitsManagementForum*, vol. 29, no. 2, pp. 173–186, 2021, doi: 10.1007/s00550-021-00520-w.

2.1.4. The impact of climate change on electricity demand and supply in Europe

Franziska SCHÖNIGER[1], Gustav RESCH[2], Demet SUNA[3], Florian HASENGST[4], Gerhard TOTSCHNIG[5], Nicolas PARDO-GARCIA[6], Peter WIDHALM[7]

Background and motivation

Climate change impacts electricity systems on the demand [1] and supply [2] side. Consequently, changing patterns and extremes of the different electric demand and supply components must be considered in electricity system planning and operation. This requires high-resolution data covering a range of climate scenarios in data formats suitable for energy system models to achieve a detailed representation of the impact of climate change on future energy systems. This paper presents the combination of state-of-the-art climate and energy modelling to generate a consistent open-access dataset for hourly electricity demand and generation components for all European countries until 2100, which can serve as input for energy system models. The set includes hydropower generation (run-of-river (RoR) and reservoir), which is highly relevant in the Austrian electricity system and makes the dataset more comprehensive than most available datasets.

Method

The methodological approach combines climate and energy system modelling [3]. Based on a high-resolution meteorological dataset (described in detail in [4], [5]) for two RCP pathways (RCP4.5 and RCP8.5[8)], weather-dependent electricity generation and demand profiles were derived. Temperature, wind speed, radiation, and precipitation were central parameters for calculating the profiles in hourly resolution for the whole of Europe until 2100. On the electricity generation side (wind, solar, hydro RoR, and hydro reservoir), technology-specific processing steps were conducted to generate electricity generation profiles from climate data. This approach included, e.g., matching hydropower plant sites with changing inflow profiles or combining wind speed levels with power turbine curves. On the electricity demand side, the impacts of electrification and changing temperature (e.g., demand regressions in temperature dependence for e-heating) were assessed.

The following weather-dependent generation and demand profiles were generated (encompassing NUTS3-NUTS0 level[9]) and will be provided as open-access datasets:

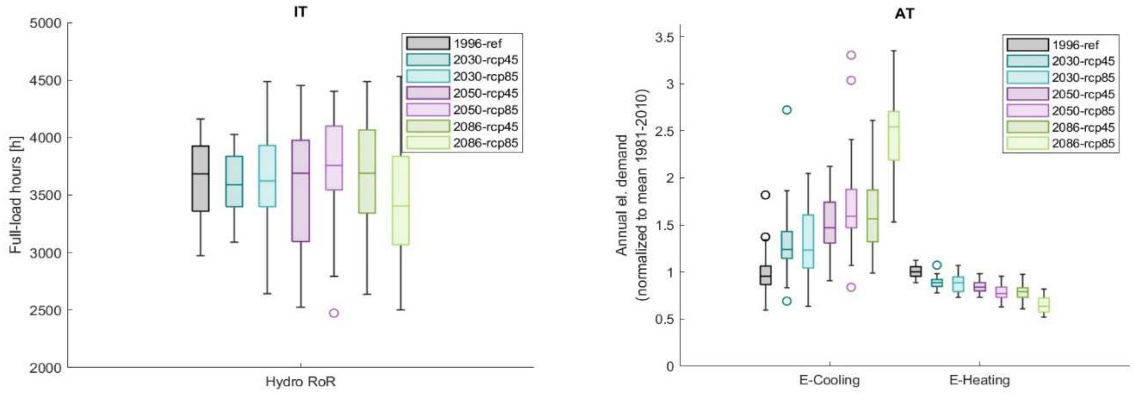
- PV generation (dependent on radiation, losses dependent on temperature)
- Wind generation (dependent on wind speed)
- Hydro RoR and reservoir generation (dependent on hydro inflow)
- E-heating, e-cooling, and e-mobility charging demand (dependent on temperature)

Results and conclusions

The hourly profiles for electricity demand and supply for all European countries can be used as inputs for the energy system modelling and analysed individually or as connected regions. While modellers can apply the generated dataset to various research questions, we focus on two exemplary countries and selected demand and supply components for the two assessed climate scenarios (RCP4.5 and

[1] TU Wien, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1040 Vienna – Austria, +43 1 58801 370378, schoeniger@eeg.tuwien.ac.at, https://eeg.tuwien.ac.at/staff/people/franziska-schoeniger
[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, gustav.resch@ait.ac.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, demet.suna@ait.ac.at
[4] TU Wien/AIT Austrian Institute of Technology GmbH, hasengst@eeg.tuwien.ac.at
[5] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, gerhard.totschnig@ait.ac.at
[6] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, nicolas.pardo-garcia@ait.ac.at
[7] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, peter.widhalm@ait.ac.at
[8] CORDEX EUR-11 ICHEC-EC-EARTH rcp45/rcp85 r12i1p1 KNMI-RACMO22E v1
[9] Higher resolution for Austria

RCP8.5) in the following. As an example, Figure 1 Panel (a) shows the distribution of the annual hydro RoR generation in Italy, while Figure 1 Panel (b) depicts the normalised electricity demand for e-cooling and e-heating in Austria. We compare the development in the climate scenarios to a reference period based on reanalysis data.



(a) **(b)**

Figure 1: Panel (a): Hydro run-of-river (RoR) full-load hours in Italy (IT); Panel (b): Annual electric cooling and heating demand in Austria (AT); each box represents the 30 weather years around the displayed year: 2030 (2015-2044), 2050 (2035-2064), and 2085 (2071-2100) in the analysed RCP4.5 and RCP8.5 scenario. The reference period 1996 (1981-2010) is based on ERA5-Land data.

In the exemplary applications of the dataset shown, no strong trend in full-load hours of RoR generation in Italy can be observed. Still, there is an increase in interannual variability with climate change. However, on the demand side, a substantial decreasing (heating) and increasing (cooling) trend is shown for Austria (in relative terms). Since, in absolute terms, heating demand is higher than cooling demand in Austria, a reduction in overall electricity demand from these two demand components is projected. This will modify the seasonal timing of climate stress events and reduce the need for seasonal storage.

Based on the work presented in this paper, the dataset was applied to systematically identify critical situations to analyse the security of supply and adequacy aspects [6] and flexibility needs in the Austrian and European electricity systems [7].

Funding

The project SECURES was funded by the Climate and Energy Fund (Klima- und Energiefonds) under project number KR19AC0K17532.

References

[1] V. Viguié et al., ‘When adaptation increases energy demand: A systematic map of the literature’, Environ. Res. Lett., vol. 16, no. 3, p. 033004, Mar. 2021, doi: 10.1088/1748-9326/abc044.

[2] Y. Zhang et al., ‘Assessment of climate change impacts on the hydro-wind-solar energy supply system’, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 162, p. 112480, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112480.

[3] F. Schöniger et al., ‘Securing Austria’s Electricity Supply in times of Climate Change; Final report of the ACRP12 project SECURES (2020-2023). www.secures.at’, 2023.

[4] H. Formayer et al., ‘SECURES-Met - A European wide meteorological data set suitable for electricity modelling (supply and demand) for historical climate and climate change projections’. Zenodo, Vienna, Austria, May 15, 2023. doi: 10.5281/zenodo.7907883.

[5] H. Formayer et al., ‘SECURES-Met: A European meteorological data set suitable for electricity modelling applications’, Sci. Data, vol. 10, no. 1, Art. no. 1, Sep. 2023, doi: 10.1038/s41597-023-02494-4.

[6] D. Suna et al., ‘Identifikation von Extremwetterereignissen aus Sicht des Stromsystems’, presented at the 18. Symposium Energieinnovation 2024, Graz, Feb. 2024.

[7] G. Resch et al., ‘Der Einfluss des Klimawandels auf den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem der Zukunft – ein Vergleich der Auswirkungen in Österreich und Europa’, presented at the 18. Symposium Energieinnovation 2024, Graz, Feb. 2024.

2.2. DEKARBONISIERUNG DES ENERGIESYSTEMS

2.2.1. Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich

Susanne HOCHMEISTER(*)[1], Lisa KÜHBERGER, Jakob KULICH, Thomas KIENBERGER

Einleitung

Die Erfüllung der globalen Klimaziele gemäß des Pariser Abkommens stellt eine entscheidende Herausforderung der kommenden Jahrzehnte dar. Bestimmte Sektoren der Industrie und der Energieerzeugung sind jedoch nicht in der Lage, sämtliche Emissionen ihrer Prozesse zu vermeiden. In diesem Zusammenhang wird von unvermeidbaren oder Hard-to-abate-Emissionen gesprochen.

Carbon Capture and Utilization (CCU) und Carbon Capture and Storage (CCS) werden als wesentliche Komponenten zur Erreichung der Klimaziele angesehen. Um das Potenzial von CCU- und CCS-Aktivitäten für die langfristigen Klimaziele zu beurteilen und geeignete Carbon-Management-Routen zu identifizieren, ist eine Bewertung dieser Technologien insbesondere in Österreich erforderlich, wo bisher kaum umfassende Studien dazu durchgeführt worden sind. Eine österreichweite Abschätzung der CCU- und CCS-Potenziale erfolgt derzeit im Zuge des ACRP-Projektes CaCTUS – Carbon Capture, Transformation, Utilization & Storage. Die langfristige Strategie des österreichischen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie betont ebenfalls die mögliche Rolle von CCS im Klimaschutz, da es Kohlenstoffdioxid (CO_2) dauerhaft aus der Atmosphäre entfernt. [1]

Methode

Relevante Punktquellen für die Abscheidung von CO_2 finden sich in der Industrie und Energieerzeugung. Emissionen aus industriellen Prozessen werden zum einen durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger verursacht, zum anderen durch Rohstoffe, die in den Prozessen unabhängig von den verwendeten Energieträgern immanent zu CO_2-Emissionen führen. Betrachtet man den Ursprung des Kohlenstoffs, können biogene, fossile und geogene Emissionen unterschieden werden. Bei geogenem CO_2 handelt es sich um in den Rohstoffen mineralisch gebundenen Kohlenstoff. Während fossile, energiebedingte Emissionen beispielsweise durch Brennstoffwechsel vermieden werden können und biogene Emissionen CO_2-neutral sind, gelten geogene und fossile CO_2-Emissionen aus der Müllverbrennung als Hard-to-abate-Emissionen.

Die Entwicklung der CO_2-Punktquellen bis 2050 und somit die Entwicklung zukünftiger CCU- und CCS-Bedarfe wird anhand technologiebasierter Szenarien skizziert. Wesentliche Dekarbonisierungsstrategien sind dabei die Elektrifizierung industrieller Prozesse, der Einsatz CO_2-neutraler Gase wie Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan und Biomasse. Zukünftige CO_2-Bedarfe der chemischen Industrie für CCU-Aktivitäten werden analog über technologiebasierte Szenarien ermittelt. [2]

Grundvoraussetzung für CCU oder CCS als Dekarbonisierungsmaßnahme ist die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffdioxids. Kann die Wiederfreisetzung bei Produkten aus CCU-Aktivitäten nicht verhindert werden, stellt Bioenergy Carbon Capture and Utitlizaiton (BECCU) eine geeignete Technologie dar. Negative Emissionen können durch Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS) erreicht werden. [3] Auf diese Weise werden geeignete Carbon-Management-Strategien und potenzielle Source-to-Sink-Routen ermittelt.

[1] Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31, 8700 Leoben, Österreich, https://www.evt-unileoben.at/de/
[2] Lehrstuhl für Reservoir Engineering, Montanuniversität Leoben, Parkstraße 27, 8700 Leoben, Österreich, https://dpe.ac.at/

Ergebnisse

Im Jahr 2050 werden jährlich rund 4 Mt an unvermeidbaren CO_2-Emissionen emittiert. Diese Emissionen müssen langfristig gespeichert werden und entsprechen somit dem minimalen Bedarf an CCS in Österreich. Diffuse Restemissionen aus Landwirtschaft, F-Gasen und der Deponierung von Abfällen sind nicht für CCU/S-Maßnahmen geeignet. Zur Erreichung der Klimaziele sind demnach negative Emissionen notwendig. Diese negativen Emissionen und potenzielle CCU-Bedarfe werden über biogenes CO_2 gedeckt (BECCU und BECCS).

Die geologische Speicherung von CO_2 in Österreich ist in ehemaligen Kohlenwasserstofflagerstätten und salinen Aquiferen möglich. Bedeutende Speicherregionen in ehemaligen Erdöl- und Erdgaslagerstätten finden sich im Wiener Becken und der Oberösterreichischen Molassezone. Speichermöglichkeiten in salinen Aquiferen sind bislang kaum untersucht.

Potenzielle CO_2-Bedarfe für CCU in der chemischen Industrie entwickeln sich laut Szenarien für die Herstellung von Harnstoff sowie für synthetische Flugzeugkraftstoffe und Polyolefine. Zukünftige CO_2-Emissionen sowie potenzielle CO_2-Senken in Österreich sind in Abbildung 1 dargestellt.

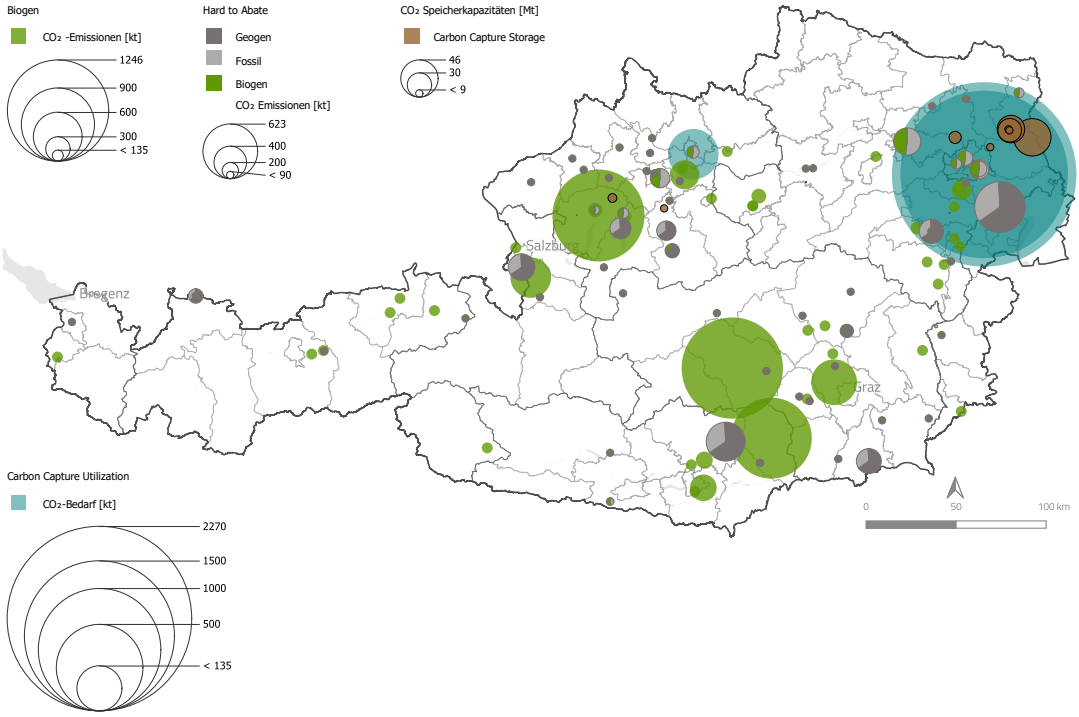


Abbildung 1: CO_2-Emissionen sowie mögliche CO_2-Senken bis 2040 in Österreich

Es sind bereits deutliche Quellen-Cluster in Oberösterreich, Niederösterreich/Wien und der Steiermark erkennbar. Der Aufbau eines CO_2-Netzes zur Dekarbonisierung der Hard-to-abate-Emissionen und zur Erreichung negativer Emissionen ist damit eine notwendige Maßnahme.

Referenzen

[1] Federal Ministry Republic of Austria, Hg., "Long-Term Strategy 2050 - Austria Period through to 2050: pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council on the Governance of the Energy Union and Climate Action as per Decision 1/CP.21, paragraph 35 in accordance with Article 4, paragraph 19 of the Paris Agreement,", Vienna, Dez. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1_Austria.pdf

[2] V. Alton *et al., PATHWAY TO INDUSTRIAL DECARBONISATION: SCENARIOS FOR THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRIAL SECTOR IN AUSTRIA*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf

[3] R. Debarre, P. Gahlot, M. Durand und F. G. Machado. „Negative Emissions Technologies

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

2.2.2. Transform Industry - Dekarbonisierungs-pfade und FTI-Fahrplan für eine - klimaneutrale Industrie 2040 in Österreich

Christian SCHÜTZENHOFER[1], Verena ALTON, Bernhard GAHLEITNER, Sophie KNÖTTNER, Klaus KUBECZKO, Karl-Heinz LEITNER, Wolfram RHOMBERG, Martin BAUMANN, Christoph DOLNA-GRUBER, Bernhard FELBER, Andreas INDINGER, Thomas KIENBERGER, Maedeh Rahnama MOBARAKEH, Peter NAGOVNAK, Hans BÖHM, Sebastian GOERS, Simon MOSER, Mario REISINGER

Erweiterter Abstract

Die Basis für die Aufrechterhaltung von Wohlstand, einer nützlichen Umwelt und der Erreichung klimapolitischer Ziele ist wertschöpfende Tätigkeit und Innovation. Die entsprechenden Strategien und Geschäftsmodelle bauen auf der innovativen Kombination von spezialisierten Prozess- und Fertigungstechniken in der Industrie auf. Hier setzt diese Studie an: ausgehend von neun Technologiefamilien zur Prozesstransformation und acht Basistechnologien zur Wärmebereitstellung wurde unter Berücksichtigung unterschiedlicher Formen der Energiebereitstellung ein Verbrauchsmodell für die Industrie entwickelt. Um maximal robuste Ergebnisse zu erzielen, wurden bewusst nicht Szenarien modelliert, die als besonders wahrscheinlich anzusehen sind, sondern in vier den Raum der Möglichkeiten ausfüllenden Extremszenarien die maximale Ausprägung von Technologie- und Energieträger-Anwendungen modelliert und verglichen. Diese Extremszenarien sind in sich konsistent, d.h. sie erreichen alle die für 2040 gesetzten klimapolitischen Ziele. Sie erlauben eine technologiespezifische Sensitivitätsbewertung und geben Aufschluss über die kombinierten Anwendungs- bzw. Durchdringungswahrscheinlichkeiten. Die vier Szenarien sind 1) *Erneuerbare Gase*: hier gelingt die Transformation der Industrie größtenteils durch die Bereitstellung von erneuerbaren Energien durch die Energieversorger; 2) *Kreislaufwirtschaft*: gesteigerte Materialeffizienz und höhere Recyclingquoten, Integration der Wertschöpfungsketten auch zwischen Betrieben; 3) *Innovation*: hier werden in hohem Ausmaß Best-Available und Breakthrough Technologien eingesetzt, durch eine hohe Integration der Wertschöpfungsketten in den Betrieben; 3) *Sektorkopplung*: Optimierungsansatz bei dem der inländische Primärenergieverbrauch auf Basis der nachgefragten Energiedienstleistungen exergetisch minimiert wird.

Auf Grundlage von Energie- und Treibhausgasmengen und den eingesetzten Technologien wurden im Projekt im Weiteren Investitions- und Energiekosten abgeschätzt und eine volkswirtschaftliche Bewertung der unterschiedlichen Szenarien vorgenommen. Daraus wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet.

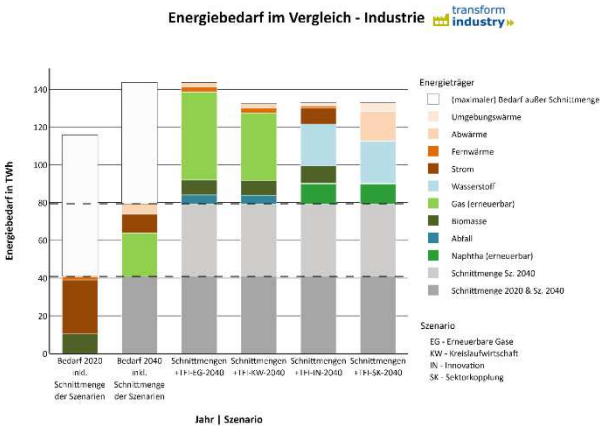


Abbildung 1: Vergleichende Darstellung des heutigen Energieträgerbedarfs sowie des Bedarfs im Jahr 2040 in allen Szenarien

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH (Koordinator)
[2] Österreichische Energieagentur,
[3] Montanuniversität Leoben
[4] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Wesentliche Erkenntnisse

- Die in Österreich verfügbaren Energieträger, insbesondere Elektrizität und Biomasse, sollten maximal wertschöpfend genutzt werden. Die Nutzung der Energieträger muss dafür nach technologischen Erfordernissen sowie nach Temperaturniveaus priorisiert werden.
- Mit der nötigen Planungssicherheit bezüglich der Rahmenbedingungen können die Industrieunternehmen ihre Technologien umstellen. Die wichtigsten dazu sind:
    a. Energiepreis- und Verfügbarkeitssicherheit
    b. Rasche Genehmigungen von Netzen und Anlagen bei insgesamt überwiegendem Umweltnutzen gem. eigentlicher Intention des Umweltverträglichkeits-Prüfungs (UVP) Verfahrens
    c. Klarheit bezüglich Treibhausgasbesteuerung (ETS und CBAM)
    d. Infrastrukturen für Transport von CO2-neutralen Gasen, einschließlich Gemischen und Wasserstoff-Derivaten rasch bereitstellen
    e. Logistische Lösungen und gesetzliche Grundlagen für den Transport und die Nutzung von CO2
- Aufgrund der Elektrifizierung und tlw. lokalen Elektrolyse wird sich der Strombedarf der Industrie bis zum Jahr 2040 verdoppeln. Dazu sind maximale Anstrengungen durch den Ausbau in Österreich vorkommender erneuerbarer Potentiale aber auch Infrastruktur höchste Priorität zu schenken, um Preisstabilität und Planbarkeit zu gewährleisten.
- Ohne Kohlenstoffabscheidung und Lagerung („CCS“) sind die Ziele nicht erreichbar. Eine Speicherung ist nach dem anfallenden Volumen gerechnet nahezu immer volkswirtschaftlich günstiger als die Nutzung von Kohlenstoff, da dies energetisch viel effizienter ist.
- Der nicht energieintensive Sektor muss die Einführung bereits weit entwickelter sektorübergreifender Technologien (z. B. Wärmepumpen) beschleunigen, um auf dem Weg zur Erreichung der Ziele zu bleiben und seinen Wettbewerbsvorteil zu wahren. Folglich sind dringend industrie-, standort- und innovationspolitische Strategie und Maßnahmenpakete unter Einbindung aller Sozialpartner und der betroffenen Bundesländer und Regionen zu entwickeln.
- In den energieintensiven Sektoren müssen spezifische Produktionstechnologien rasch weiterentwickelt und in der Folge demonstriert und breit ausgerollt werden, um die Klimaneutralität bis 2040 erreichen zu können.
- F&E-Bedarf und eine entsprechende öffentliche Unterstützung besteht vornehmlich bei der Integration und Implementierung von Technologien im industriellen Maßstab.
- Um die Zielsetzung in der gewünschten Zeit zu erreichen, sind neben den bestehenden, regulativen Instrumenten auch positive Anreize erforderlich. Dazu zählen Förderungen für Investitionen und Betriebskosten zur Ergänzung bestehender aber zur Zeitschiene inkohärenter Besteuerung von Externalitäten.

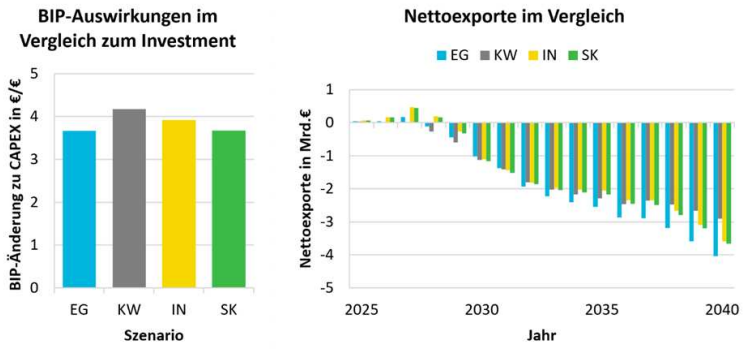


Abbildung 2: Kumulierter BIP-Effekt in Relation zum Investitionsbedarf (links); jährliche Nettoexporte in den betrachteten Szenarien im Vergleich zum Business-as-Usual Szenario (rechts)

2.2.3. Defossilisierung der Prozessindustrie in Deutschland – welche Energiebedarfe sind zu erwarten?

Hendrik SCHARF

Überblick

Klimaneutral erzeugter Wasserstoff gilt als vielversprechende Lösung für die Defossilisierung der Prozessindustrie [1]. Daneben ist für viele Anwendungsbereiche jedoch auch die direkte Elektrifizierung eine aussichtsreiche Alternative zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen [2,3]. Die Frage, ob eine Defossilisierung auf Basis von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff oder Strom die vorteilhaftere Option zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen ist, kann insbesondere bei der Bereitstellung von Hochtemperaturwärme nicht pauschal beantwortet werden [4]. Der Vortrag auf dem 18. Energiesymposiums Energieinnovation stellt einen Bottom-up-Ansatz vor, mit welchem auf der Basis von techno-ökonomischen Parametern für eine Vielzahl von Szenarien, die durch variierende Wasserstoffpreise verschiedenste Wasserstoff-zu-Strompreis-Verhältnisse abbilden, künftige Bedarfe an Wasserstoff und Elektrizität der Prozessindustrie in Deutschland unter dem Aspekt der Kosteneffizienz ermittelt werden.

Methodik

Zunächst wird mittels Abschneidekriterien eine Auswahl relevanter Industriezweige getroffen und deren zugrunde liegenden konventionellen sowie die technisch umsetzbaren emissionsarmen Referenzproduktionssysteme ermittelt und definiert. Anschließend werden, lineare Kostenfunktionen unterstellend, für jedes konventionelle Produktionssystem die Kosten zur Vermeidung des Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid (CO_2) für die auf das jeweilige Produktionssystem anwendbaren emissionsarmen Fertigungsverfahren bestimmt. Die Analyse umfasst 25 konventionelle und in Summe 68 emissionsarme Produktionssysteme. Nachdem für jedes konventionelle Produktionssystem die kostengünstigste CO_2-Vermeidungsoption identifiziert worden ist, werden auf Basis der spezifischen Energiebedarfe und Annahmen zu künftigen Produktionsmengen künftige Wasserstoff- und Elektrizitätsbedarfe je Szenario bestimmt.

Ergebnisse

Mit dem Ansatz ergeben sich für das Jahr 2045, d.h. bei Erreichen einer klimaneutralen Fertigung, je nach angenommenem Wasserstoffpreis bei ansonsten gleichbleibenden Kostenannahmen, Wasserstoffbedarfe zwischen 253 TWh für sehr hohe und 554 TWh für sehr niedrige Wasserstoffpreise. Bei sehr hohen Wasserstoffpreisen wird Wasserstoff, mangels direktelektrischer Alternativen, ausschließlich als Reaktions- oder Reduktionsmittel eingesetzt. Zusätzlich ergibt sich bei sehr hohen Wasserstoffpreisen aufgrund der Bevorzugung direktelektrischer Fertigungsverfahren ein Strombedarf von bis zu 371 TWh. Umgekehrt liegt der Strombedarf im Falle sehr niedriger Wasserstoffpreise bei 105 TWh, d.h. dass es, selbst wenn bei sehr niedrigen Wasserstoffpreisen nur die Produktionssysteme direkt elektrifiziert werden, für die keine wasserstoffbasierte CO_2-emissionsarme Lösung verfügbar ist, noch zu einer deutlichen Steigerung des Bedarfs an Elektroenergie gegenüber dem hypothetischen Fall, dass auch im Jahr 2045 ausschließlich konventionelle Verfahren eingesetzt werden, kommt. Dieser Anstieg ist vor allem auf den vermehrten Einsatz von Elektrizität in Elektrolichtbogenöfen zur Stahlerzeugung sowie in Luftzerlegungsanlagen zur Bereitstellung von Kohlendioxid für die Synthese von Methanol als Ausgangsstoff für die Herstellung hochveredelter Chemikalien zurückzuführen. Die Break-Even-Wasserstoffpreise, d.h. die Preise, bei denen sich die Kostenfunktionen verschiedener CO_2-emissionsarmer Alternativen für ein konventionelles Produktionssystem schneiden, liegen zwischen 18 $€_{2020}$ pro MWh und 139 $€_{2020}$ pro MWh und damit unter den Gestehungskosten von

[1] Technische Universität Dresden, Professur für Energiewirtschaft, 01062 Dresden, Deutschland
Telefon: + 49 351 463 39008, Fax: + 49 351 463 39763, E-Mail: hendrik.scharf@tu-dresden.de, www.ee2.biz

Wasserstoff, wenn dieser vor Ort via Elektrolyse mit Kosten für Elektrizität zum angenommenen Industriestrompreis hergestellt würde.

Zusammenfassung und Fazit

Mittels einer Bottom-Up-Analyse wurden für veränderliche Wasserstoffpreise bei ansonsten gleichbleibenden Preisen für Elektrizität und sonstige Eingangs- und Nebenprodukte die jeweiligen kosteneffizienten CO_2-Vermeidungsoptionen energieintensiver Industrien in Deutschland unter Annahme einer vollständigen Defossilisierung bestimmt und resultierende absolute Elektrizitäts- und Wasserstoffmengen abgeleitet. Die ermittelten Break-Even-Wasserstoffpreise sind sehr industriespezifisch und weisen eine hohe Bandbreite auf. Von der Größenordnung her liegen sie im Bereich indikativer Bereitstellungskosten für Wasserstoff, der durch Dampfreformierung von Erdgas in Kombination mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung hergestellt wird, sowie für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff bei Nutzung von Offshore-Windenergie, jedoch unter den Gestehungskosten von mittels einer Elektrolyse am Standort mit Stromkosten zum Industriestrompreis produziertem Wasserstoff. Ein hoher Anteil des ermittelten Wasserstoffeinsatzes resultiert aus dessen Bedarf als Reaktions- oder Reduktionsmittel und ist somit bei exogen vorgegebenen Fertigungsmengen der jeweiligen Branchen unvermeidbar. Künftige Arbeiten könnten hier anknüpfen und die industriellen Fertigungsmengen auf Basis einer energiepreisabhängigen Elastizität endogen im Modell abbilden. Weitere Anknüpfungspunkte betreffen die Einbeziehung einer potentiellen Nutzbarmachung der zu erwartenden großen Mengen an Sauerstoff, welche bei einer Hochskalierung der Elektrolyse-Technologie als Nebenprodukt anfallen würden [5], und die Endogenisierung der für diesen Konferenzbeitrag statisch vorgegebenen Energiepreisannahmen.

Referenzen

[1] J. Kopp, M. Moritz, H. Scharf, and J. Schmidt, ‘Strukturwandel in der Gaswirtschaft – Was bedeutet die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage für die zukünftige Infrastruktur?: Eine Metaanalyse bestehender Energiesystemstudien’, Z Energiewirtsch, Dec. 2022, doi: 10.1007/s12398-022-00335-2.

[2] H. Scharf, F. Arnold, and D. Lencz, ‘Future natural gas consumption in the context of decarbonization - A meta-analysis of scenarios modeling the German energy system’, Energy Strategy Reviews, vol. 33, p. 100591, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.esr.2020.100591.

[3] P. Sorknæs, R. M. Johannsen, A. D. Korberg, T. B. Nielsen, U. R. Petersen, and B. V. Mathiesen, ‘Electrification of the industrial sector in 100% renewable energy scenarios’, Energy, vol. 254, p. 124339, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124339.

[4] F. Ueckerdt, C. Bauer, A. Dirnaichner, J. Everall, R. Sacchi, and G. Luderer, ‘Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation’, Nat. Clim. Chang., vol. 11, no. 5, pp. 384–393, May 2021, doi: 10.1038/s41558-021-01032-7.

[5] H. Scharf, O. Sauerbrey, and D. Möst, ‘Defossilisation of the industrial sector - A techno-economic bottom-up approach to determining CO2 abatement costs’, in 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia: IEEE, Sep. 2022, pp. 1–12. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921043.

2.2.4. Regional and sectoral decarbonization pathways of Austria's industry by 2040

Marcus OTTI(*), Sebastian ZWICKL-BERNHARD[1] , Hans AUER[2]

Motivation and core objective

Responsible for 24% of global greenhouse gas emissions, the industrial sector faces a fundamental transformation to achieve decarbonized energy systems [1]. Key to this green industrial transformation is the adoption of zero-emission technologies in industrial processes. In particular, the energy-intensive industrial sectors, which account for 70% of industrial GHG emissions, face an urgent need to take action while balancing decarbonization goals and economic competitiveness.

This conference paper contributes to the topic of green industrial transformation with a detailed analysis of the regional and sectoral decarbonization pathways of Austria's industry by 2040. In particular, the work focuses on the production of iron and steel, pulp and paper and non-metallic minerals with emphasis on cement. These sectors together account for annual emissions of more than 16 Mt CO2 in Austria, which is 64% of Austria's industrial emissions and have a cumulated energy demand of 62 TWh, 56% of industry's energy demand in Austria [2]. The core objective of this work is to investigate decarbonization pathways for the selected industrial sectors under the consideration of regional effects such as future fuel availability on the implementation of transition technologies.

The zero-emission technologies (e.g., waste heat recovery, direct reduction iron with hydrogen) investigated are implemented in different parts of the processes and can affect the energy demand and the GHG emissions. At the same time, our analysis differentiates also between GHG from fuel combustion and those from the industrial process itself. In general, different options for the decarbonization of the industrial process can be implemented (e.g., energy efficiency measures, switching from fossil-fuel powered heating processes to other green energy carriers such as electricity, hydrogen or green gases, carbon capture and storage/utilization, and circular economy measures).

Methodology

To study this problem, a linear model is formulated. The objective function is the cost minimization aimed to minimize total costs of the investments $c_{t,s}^{inv}$ into transition technologies, the CO2 costs $C_t^{CO2} * q_{t,s}^{CO2}$ and the energy costs $C_{t,s,carrier}^{fuel} * q_{t,s,carrier}^{dem}$:

$$\min_X z = \sum_t \sum_s \left(c_{t,s}^{inv} + C_t^{CO2} * q_{t,s}^{CO2} + \sum_{carrier} \left(C_{t,s,carrier}^{fuel} * q_{t,s,carrier}^{dem} \right) \right)$$

In this formula, t represents the years from 2020 to 2040, s the individual industrial sites and carrier the type of energy carrier.

The investment decisions into different technologies influence the following parameters:

- The specific CO2 emissions of an industrial site
- The specific energy demand for a carrier of a site whereas the switch from one energy carrier to another means, that the demand of the former carrier simply switches to zero

Moreover, some restrictions concerning the switch to zero-emission technologies are added, for example the future availability of fuel on a specific location. This particular constraint ensures the consideration of the regional effects of the decarbonization of the Austrian energy sector on the transition in the industry sector.

[1] Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstraße25-29/E370-3, 1040 Wien, Austria
[2] Department of Industrial Economics and Technology Management, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway

To include the future development of the energy network and the industrial processes accurately, data preparation is carried out:

- The development of the Austrian electricity network according to APG's Ten Year Network Development Plan [3] and the development of Austria's gas network according to [4] influence the energy carrier availability on specific locations.
- Research of industrial sites of the examined branches and their annual production of the respective product, which is an exogenous parameter in this analysis.
- Specifics of the technologies installed in industrial sites and transition technologies. These specifics include specific CO2 emissions and specific energy demand. Also, accurate knowledge on the energy flows of the processes is collected.

Preliminary results & conclusion

The first run evaluates the decarbonization of the respective industrial sectors without taking into account the regional energy networks. The second model run considers the network during the time period so that statements can be made on the efficiency of the network development when a decarbonized industrial sector is aimed.

References

[1] M. R. Mobarakeh und T. Kienberger, „Climate neutrality strategies for energy-intensive industries: An Austrian case study“, *Clean. Eng. Technol.*, Bd. 10, S. 100545, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100545.

[2] „NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf“. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf

[3] „Planning the future grid - TYNDP“. Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://tyndp.entsoe.eu/

[4] „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/rolle-gasinfrastruktur.html

2.2.5. Economic and environmental assessment of CO_2 utilization from biomethane production

Frank RADOSITS[1], Amela AJANOVIC[2], Reinhard HAAS[3]

Overview

The European Commission adopted a new circular economy action plan in 2020 to create sustainable growth and protect biodiversity [1]. The utilization of biowastes and lignocellulosic biomass for conversion into biomethane can contribute to the decarbonization of the energy system and progress toward a circular economy [2]. Biomass is used in many regions of the world as feedstock for biomethane production. However, it must be considered that this resource has limitations, and conflicts with other sectors can arise [3].

The biomass conversion also causes biogenic CO_2 emissions. CO_2 utilization can be used to enhance the amount of biogenic carbon, which is converted to the valuable product, biomethane, in this work.

This work investigates the production costs and emission avoidances of biomethane from biomass feedstocks with additional hydrogen input enhancing the production output.

Methods

Our approach is based on: (i) an extensive literature research on the investment and operating costs of biomethane production, (ii) an assessment of possible CO_2 utilization routes, (iii) an economic analysis regarding the production cost of enhanced biomethane output. Hydrogen and renewable electricity are required to enhance the output and utilize the CO_2.

Total biomethane production costs were calculated with the following formula:

$$c_{gas} = \frac{CRF * IC + C_{O\&M} + C_{misc}}{FLH} + \frac{P_B}{LHV * \eta} + c_{var}$$

with: C_{gas}= production costs of biomethane [EUR/MWh], IC = investment costs [EUR/ kW], CRF = capital recovery factor, p_B= biomass costs [EUR/ t], C_{misc} = other capacity related costs (EUR/MW), FLH = operational full-load hours (h), LHV = lower heating value (MWh/ ton), η = conversion efficiency (%) and c_{var} = variable costs, including electricity, chemicals, etc. (EUR/MWh).

The environmental analysis in this study accounts for all relevant greenhouse gas emissions along the process chain until the final product. The data is derived from the literature and the ProBas database of the German environment agency. The analysis also considers emissions from consumption as this is appropriate for the comparison with fossil references. However, no specific use case was investigated.

Preliminary results and discussion

The production costs of biomethane are the lowest per MWh for biowaste conversion. The production costs based on energy crops of 90-114 EUR/ MWh are 50-100% higher than for biowaste utilization. The utilization of low-cost biomass residues can show economic feasibility. However, the utilization of CO_2 from these processes will remain challenging as the costs increase significantly.

The environmental analysis of the base case without hydrogen showed that the feedstock-related emissions have the highest impact on the results. The embedded emissions for the biomethane plants

[1] Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25/E370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 - 370 367, radosits@eeg.tuwien.ac.at, http://eeg.tuwien.ac.at/
[2] Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25/E370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 - 370 364, ajanovic@eeg.tuwien.ac.at, http://eeg.tuwien.ac.at/
[3] Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25/E370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 - 370 352, haas@eeg.tuwien.ac.at, http://eeg.tuwien.ac.at/

account for only a minor share of the total emissions. The extent of emission reductions depends on the electricity source and biomass feedstock.

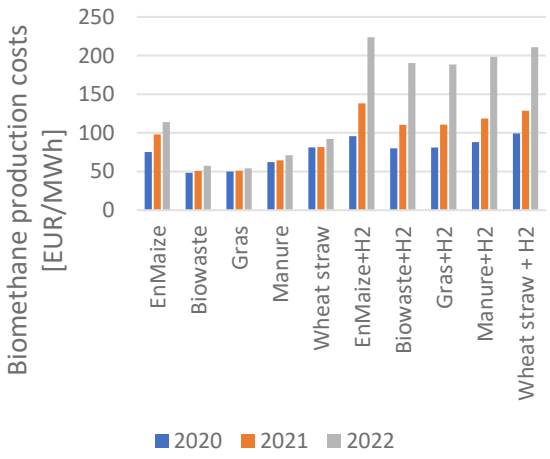


Figure 1. Production costs of biomethane in the base case and for CO_2 utilization by adding hydrogen addition.

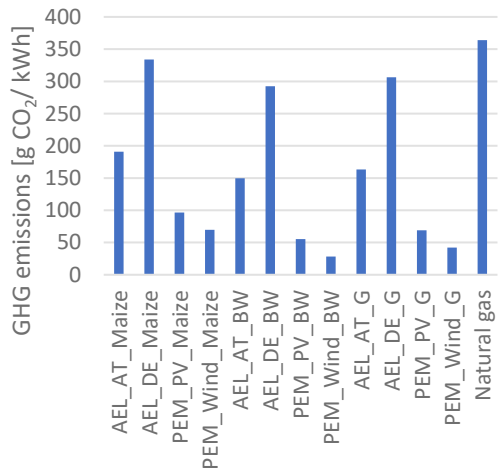


Figure 2. Greenhouse gas emissions of enhanced biomethane production. AEL = alkaline electrolysis, AT = Austrian electricity mix, DE= German electricity mix, BW = biowaste, PV = photovoltaics, G = grass, PEM = proton exchange membrane electrolysis.

References

[1] European Commission, 'COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - A new Circular Economy Action Plan - For a cleaner and more competitive Europe', Mar. 11, 2020. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0098&from=EN (accessed Jul. 27, 2021).

[2] D'Adamo, I., Ribichini, M., and Tsagarakis, K. P., 'Biomethane as an energy resource for achieving sustainable production: Economic assessments and policy implications', Sustainable Production and Consumption, vol. 35, pp. 13–27, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.spc.2022.10.014.

[3] Baumann, M. et al., 'Erneuerbares Gas in Österreich 2040', Wien, 2021.

2.2.6. Entwicklung einer Roadmap zur Erreichung einer CO_2-neutralen Johannes Kepler Universität im Jahr 2030

Katharina RUSCH(*)[1], Simon MOSER[2], Melanie KNÖBL(*)[3]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Regierung Österreichs hat das Ziel formuliert, dass Österreich im Jahr 2040 klimaneutral sein soll [1]. Zur Erreichung der Klimaneutralität ist eine Dekarbonisierung in allen Bereichen, einschließlich des universitären Betriebs, unerlässlich. Universitätsspezifische Nachhaltigkeitskonzepte sollen „die ökologische, ökonomische und soziale Verantwortung insbesondere auch in ihrer langfristigen Perspektive“ [2] bilden und weiterentwickeln. Im Zuge dessen strebt auch die Johannes Kepler Universität (JKU) Linz einen klimaneutralen Betrieb 2030 an. Einige österreichische Universitäten, wie bspw. die TU Graz, haben bereits eine entsprechende Roadmap erstellt. Im folgenden Beitrag werden die Ausgangssituation und potenziellen Maßnahmen für die JKU analysiert und davon generelle Aussagen für die Herausforderungen und das Framework der Klimaneutralitätsbestrebungen von Betrieben abgeleitet.

Methodische Vorgangsweise

Eine Roadmap fasst die erforderlichen übergeordneten Schritte und spezifischen Maßnahmen zusammen und systematisiert sie. Die Erstellung der Roadmap hin zur Klimaneutralität speziell für die JKU orientiert sich an der Systematik der IEA-Technologie-Roadmap-Methode und besteht aus drei Hauptabschnitten. Diese sind die Ermittlung des Status quo sowie die Erarbeitung einer gemeinsamen Vision und eine Identifikation von Maßnahmen unter der Einbindung aller relevanten Stakeholder.

Die Ermittlung des Status quo dient dazu, Systemgrenzen und Zielsetzungen zu definieren, z.B. die Berücksichtigung der Campus der JKU an unterschiedlichen Standorten. Im Weiteren dient eine Bilanzierung mit Hilfe des ClimCalc Tools der jährlichen Treibhausgasemissionen durch die JKU als Grundlage für die Erstellung der Roadmap. Dafür gilt es die Lage bestehender Daten und Informationen zu überprüfen und zu analysieren, ob die bestehende Datenlage ausreichend ist oder verbessert werden muss, um die Treibhausgasbilanz erstellen zu können.

In einem Visionsworkshop geht es darum, unter der Einbindung von allen relevanten Stakeholdern eine gemeinsame Vorstellung der Zielerreichung zu definieren und damit die Grundlage für die weiterführenden Schritte zu legen. In Gruppenarbeit mit kreativen Diskussionen und Brainstorming stand im Workshop die Beantwortung folgender Fragen konkret im Fokus: Was bedeutet die Klimaneutralität der Institution JKU? Welche großen Barrieren oder Hemmnisse stehen diesem Ziel im Weg? Was ist die Vision, wie diese Klimaneutralität ausgestaltet ist?

Der zweite Workshop wurde, ebenfalls unter der Einbindung aller relevanten Stakeholder, mit dem Fokus auf die Roadmaperstellung durchgeführt. In gemeinsamer Diskussion wurden hier konkrete und erforderliche Maßnahmen und Schritte, um die zuvor gesetzte Vision in die Realität umzusetzen, erarbeitet. Jede vorgeschlagene Maßnahme wird dabei bestmöglich spezifisch, messbar, realistisch, ambitioniert und terminisiert determiniert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die finale Roadmap für die JKU hin zur Klimaneutralität 2030 besteht aus 77 Maßnahmen in den fünf Bereichen Energie, Mobilität, übergeordnet-organisatorische Maßnahmen, Materialeinsatz und Mensa. Reflektierend ist die, in diesem Projekt, erstellte Roadmap als Guideline mit tatsächlichen Zielen und Maßnahmen zu betrachten. Die Systematisierung der Maßnahmen in der Roadmap ermöglicht die Identifikation von Interdependenzen zwischen Maßnahmen, aber ebenso eine mögliche parallele Durchführung von vielen Einzelmaßnahmen. Grundlegend zur Bewertung der Klimaneutralität ist die

[1] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, rusch@energieinstitut-linz.at
[2] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, moser@energieinstitut-linz.at
[3] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, knoebl@energieinstitut-linz.at

Anwendung des ClimCalc Tools für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen. Das ClimCalc Tool wurde von der BOKU, der AAU Klagenfurt sowie später der TU Graz und dem Umweltbundesamt im Rahmen eines durch den Klima- und Energiefonds finanzierten Projekts entwickelt [3]. Es dient der Bewertung bzw. Bilanzierung speziell von universitären Treibhausgasemissionen. Die Unterteilung der Treibhausgasbilanz in direkte (Scope 1), indirekte energiegebundene (Scope 2) sowie andere indirekte (Scope 3) Treibhausgasemissionen ermöglicht eine Identifikation von Emissionstreibern, Handlungsmöglichkeiten, Messbarkeit des Fortschritts sowie eine Identifikation für Kompensationsmaßnahmen.

Auf Basis der bisher erhobenen und vorhandenen Daten, deren Erhebung noch nicht auf die Durchführung der Klimabilanzierung ausgelegt war, lassen sich trotzdem einige Feststellungen und Herausforderungen ableiten:

- Die Klimabilanzierung braucht eine spezifizierte Datenerhebung. Es ist zu klären, welche Datenpunkte für die Bewertung erforderlich sind. Innerbetrieblich sind Personen zu bestimmen, welche für die Datenpflege und -zusammenführung verantwortlich sind, sowie einzelne Personen/Abteilungen für einzelne Datenpunkte.
- Die JKU ist eine Campus-Universität am Stadtrand von Linz. Damit geht eine hohe Pendleraktivität einher, welche zusätzlich hinsichtlich des Modal Splits eine starke Nutzung des motorisierten Individualverkehrs aufweist. Die zugehörigen CO_2-Emissionen im Scope 3 unterliegen erstens Zielkonflikten (Verfügbarkeit von Mobilitätsalternativen, keine Einschränkungen des Zugangs zur Universität, etc.) und sind zweitens schwer bzw. nur indirekt zu beeinflussen.
- Die JKU wird von Fernwärme versorgt, welcher im ClimCalc-Tool signifikante CO_2-Emissionen zugeteilt werden. Die Fernwärme wird verbreitet als effizienter und sauberer Energieträger angesehen, weil sie Niedertemperaturpotenziale und Abwärme aufnehmen und nutzbar machen kann; auch sind Dekarbonisierungsprozesse bereits eingeleitet. Es gilt zu klären, wie diesen Umständen Rechnung getragen werden kann.
- Generell sind mehrere Maßnahmen ersichtlich, welche sich substituieren. Zum Beispiel sind im Strombereich Effizienzmaßnahmen alleine unzureichend, während der reine Umstieg auf UZ46-Ökostrom ebendiese Effizienzpotenziale ungenutzt lassen würde. Optimale Kombinationen sind anzustreben.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass im Gegensatz zu den sogenannten hard-to-abate Sektoren Universitäten auf den ersten Blick keine schwer zu dekarbonisierenden Betriebe sind. Die Beachtung des Scope 3 führt hier jedoch zu signifikanten Emissionen, und auch Widersprüche des Transitionsphase und -pfade mit der übergeordneten Zielvision eines klimaneutralen Energiesystems sind erkennbar.

Acknowledgements

Die Studie des Energieinstituts an der JKU Linz zur „Entwicklung einer Roadmap zur Erreichung einer CO_2-neutralen Johannes Kepler Universität im Jahr 2030“ wurde von der Johannes Kepler Universität Linz finanziert.

Referenzen

[1] Bundeskanzleramt Österreich, "Regierungsprogramm 2020-2024", https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:c1dab58e-2a6c-4c18-a6b8-866ea49c15e9/Regierungsprogramm-Kurzfassung.pdf (Aufgerufen 04.Dez, 2023).

[2] Allianz nachhaltige Universitäten (2023): „Memorandum of Understanding“, https://nachhaltigeuniversitaeten.at/ueber-uns/memorandum-of-unterstanding/ (Aufgerufen 29.Sep, 2023).

[3] Chiari et al. (2017). „Klimaschutz an Universitäten - Erstellung einer Methodik zur Erhebung der Treibhausgasemissionen von Universitäten und Fachhochschulen & Erarbeitung einer Roadmap zur Emissionsreduktion bis 2050“, https://www.nachhaltigeuniversitaeten.at/wpcontent/uploads/2015/01/Endbericht_Klimaschutz_an_Universitaeten_pub.pdf (Aufgerufen 07.Okt, 2023).

2.3. ENERGIESYSTEMPLANUNG UND -SIMULATION

2.3.1. ZusammEn 2040 – Energiesystemvisionen auf Basis der besten Planungsinstrumente entwickeln

Stefanie SCHREINER[1], Katharina GRUBER, Aeneas-Augustin KUNYIK, Max LABMAYR[2], Cornelia MICHLITS, Johannes MISENSKY[3], Lyra SCHIFFER, Christian TODEM, Moritz WENCLAWIAK, Helmut WERNHART, Valentin WIEDNER, Philip WORSCHISCHEK

Hintergrund und Motivation

Österreich hat es sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2040, ein Jahrzehnt früher als im europäischen grünen Deal festgelegt, klimaneutral zu sein [1,2]. Aktuell stammt ein Großteil der Energie in Österreich aus importierten fossilen Brennstoffen. Eine wesentliche Säule der Dekarbonisierung stellt die Elektrifizierung von Nachfragesektoren dar. Durch Prozessumstellungen in der Industrie, der Wärmebereitstellung oder durch Elektromobilität wird ein enormer Anstieg des Strombedarfs erwartet. Gleichzeitig wird das Portfolio zur Stromerzeugung durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Erzeuger wie Windkraft und Photovoltaik [3] deutlich volatiler und das System benötigt Flexibilitäten. Die Möglichkeiten zur zukünftigen Bereitstellung von Flexibilität reichen von herkömmlichen Speichertechnologien über Sektorkopplungstechnologien (z.B.: Power-to-X) bis hin zu Demand-Side-Management Optionen. Die Herausforderungen bestehen auf vielfältigen Ebenen und insbesondere auch für das Strom-Übertragungsnetz als verbindendes Element zwischen Sektoren. Für den notwendigen Totalumbau des Energiesystems am Weg zur Klimaneutralität braucht es Planungsinstrumente, die das Energiesystem ganzheitlich, Sektoren- und Energieträger-übergreifend und in einem europäischen Kontext erfassen können.

Das Energiesystemmodell als performantes Planungsinstrument

Im Rahmen des Projekts ZusammEn2040 wird ein performantes europäisches Energiesystemmodell entwickelt und in einem innovativen Stakeholder-Prozess eingesetzt, um quantifizierbare Energiesystemvisionen zu produzieren.

Eckpunkte des Energiesystemmodells

Die Modellentwicklung erfolgt in einer Kooperation zwischen Austrian Power Grid, Austrian Gas Grid Management, TransnetBW und d-Fine Austria und baut auf der Open-Source Software PyPSA [4] auf. Das Modell zeichnet sich vor allem durch folgende wesentliche Merkmale aus:

- umfassende sektorenübergreifende Betrachtung entlang der Wertschöpfungskette (von Primärproduktion über Umwandlung / Speicherung bis zu Endverbrauchssektoren)
- Erfassung aller Energieträger (Strom, Wasserstoff, Methan, Wärme)
- explizite Berücksichtigung der Infrastruktur für Transport zwischen Regionen für Strom, Methan, und H_2
- hohe regionale Auflösung durch die Darstellung aller Länder Europas und Feinauflösung von Österreich auf Bundesländerebene
- hohe zeitliche Auflösung für den optimierten Betrieb von Anlagen im Jahresverlauf

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, stefanie.schreiner@apg.at, katharina.gruber@apg.at, aeneas.kunyik@apg.at, cornelia.michlits@apg.at, christian.todem@apg.at, valentin.wiedner@apg.at
[2] d-fine Austria GmbH, Seilerstätte 13, 1010 Wien, max.labmayr@d-fine.at, lyra.schiffer@d-fine.com, moritz.wenclawiak@d-fine.at
[3] AGGM AG, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, johannes.misensky@aggm.at, helmut.wernhart@aggm.at, philip.worschischek@aggm.at

- Pfad-Optimierung an mehreren Stützjahren bis 2050 startend vom heutigen Energiesystem
- Möglichkeit der Berücksichtigung diverser exogener (z.B.: politischer) Faktoren

Das lineare Energiesystemmodell folgt der Zielfunktion minimaler europäischer Systemkosten und berücksichtigt eine Vielzahl an Nebenbedingungen, die unter anderem die Versorgungssicherheit in jedem modellierten Zeitschritt und die Berücksichtigung des CO_2-Reduktionspfades sicherstellen.

Einbettung in APG-Planungsprozesse

Um die richtigen Schlüsse für die versorgungssichere Netzinfrastruktur ziehen zu können, ist es eine Notwendigkeit das Übertragungsnetz im Sinne einer integrierten Gesamtsystemsicht zu planen. Mithilfe des Energiesystemmodells und des Prozesses ZusammEn2040 soll der Rahmen für strategische Netzplanungsprozesse gelegt werden.

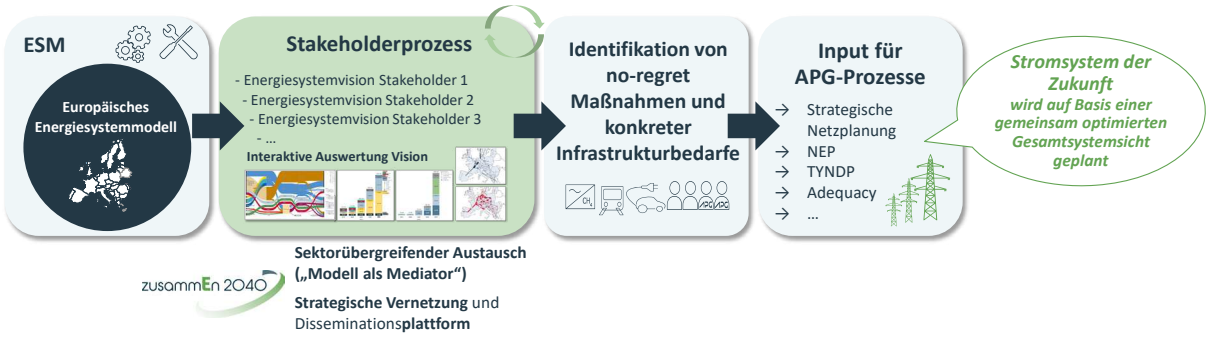


Abbildung 1: Einbettung der Energiesystemmodellierung und ZusammEn2040 in die APG Planungsprozesses

Storylines für Energiesystemvisionen auf quantitativer Basis formulieren

Im Rahmen des Stakeholder-Prozesses ZusammEn2040 wird das Energiesystemmodell, sowie das Expertenwissen aus dem Entwicklungsteam, den wichtigsten Stakeholdern des Landes zur Verfügung gestellt, um eigene Energiesystemvisionen zu berechnen. Das Energiesystemmodell befindet sich eingebettet als Teilmodul auf der von APG entwickelten und gehosteten Web-Plattform *VAMOS*, welche bereits über ein User-Management verfügt und für Externe zugänglich ist. Über VAMOS könnten interaktiv Parameter für die individuelle Systemvision konfiguriert werden. Die umfangreiche automatisch erzeugte Ergebnisauswertung für jedes europäische Land, sowie auf Bundesländerebene in AT trägt wesentlich dazu bei, dass die Interpretation, Analyse und Plausibilisierung von Ergebnissen maximal zielführend für jeden User erfolgen kann. Weiters können nach Wunsch Szenarien mit anderen Usern geteilt werden sowie in weiterer Folge auf der Homepage von ZusammEn2040 veröffentlicht werden.

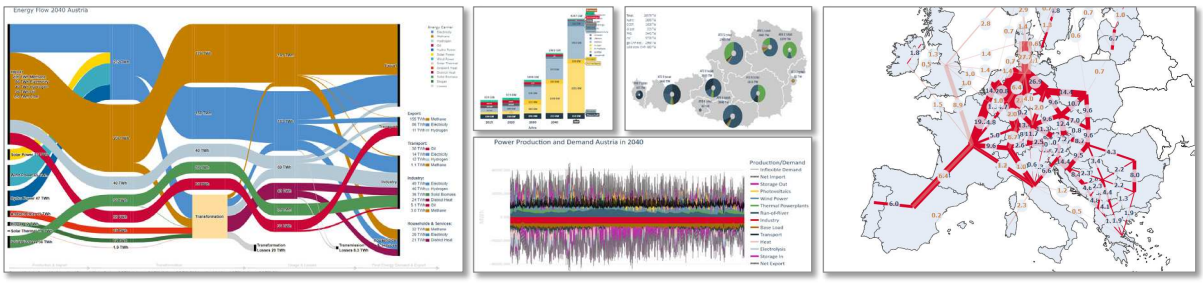


Abbildung 2: Exemplarische Ergebnisse aus der automatisierten Visualisierung auf der Plattform VAMOS

Ein wesentlicher Teil von ZusammEn2040 ist der Begleitprozess durch das Expertenteam bei der Formulierung von konsistenten Storylines und der Unterstützung beim optimalen Einsatz des Planungsinstrumentes für die individuelle Energiesystemvision. Startend mit dem Angebot eines intensiven Onboardings zur Formulierung von Forschungsfragen und Storylines führt der Prozess über die transparente Darlegung der Modellierung, die eigentliche Berechnung bis hin zur Unterstützung bei der Interpretation der Ergebnisse und Erkennen von zentralen Zusammenhängen bei der Transformation des Energiesystems. Mit ZusammEn2040 soll ein Standard zur Best-Practice bei der Gesamtinterpretation von Energiesystemen und direkter Ableitung von Visionen geschaffen werden.

Die Dynamik in der Diskussion zur Energiewende soll mit dem Einsatz eines gemeinsamen hoch performanten Modells versachlicht und die Vernetzung zwischen den Stakeholdern gefördert werden.

Referenzen

[1] Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2023. [Online] Nachhaltige Klimaschutz-Maßnahmen (bmk.gv.at) [Aufgerufen am 28. November 2023]

[2] Europäische Kommission, Umsetzung des europäischen Grünen Deals, 2023. [Online] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de [Aufgerufen am 28. November 2023]

[3] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, Fassung vom 21.11.2021.

https://pypsa.org/ [Online] [Aufgerufen am 28. November 2023]

2.3.2. Integrative energy infrastructure planning tools for cross-sectoral resilience and flexibilisation concepts. [FFG BioFlex Project]

Fabian SCHIPFER[1], Florian KRAXNER[2], Shubham TIWARI, Johannes SCHMIDT[3], Sebastian WEHRLE

Synopsis

The dynamics of photovoltaics, wind power, and bioenergy shape the volatility of our energy supply, influenced by the time of day, season, weather, and developments in agriculture and forestry. **BioFlex** explores the fundamental commonalities in dealing with these fluctuations and the uncertainties in extrem events caused by climate change. The project targets modellers interested in a comprehensive and coherent analysis of the future resilience and flexibility needs in the energy system.

Introduction

Research on flexibilities in power systems is becoming increasingly important, but so far exceptional events due to (a lack of physical) resilience of infrastructures have been neglected in power market and power system models. In contrast, resilience research is predominantly concerned with disaster prevention, security considerations, and coping with sudden resource shortages. In the **FFG BioFlex project**, we combine resilience and flexibility concepts to provide a common basis for energy infrastructure planning.

Research goals

Sub-objective #1: Define a set of requirements for modelling resilience and flexibilisation concepts.

Sub-objective #2: Test proprietary tools to identify their capabilities and limitations.

Sub-objective #3: Formulate a guide for advancements in research, development, and innovation.

Methodology

In the FFG BioFlex project, we define flexibility as the ability to move resources through time, space, and between sectors. This option allows for balancing deficits with surpluses. The currently prevailing discussion of flexibilisation focuses on regular, well-known fluctuations, and thus on a limited risk space. We extend this space by including extreme events, considering resilience measures such as storage or redundancy as a special form of flexibilisation. Potential dangers of flexibilisation, such as the amplification of imbalances, are also considered. Examples of compound events which can stress power systems are e.g., cold related failure of power grid infrastructure during cold “dunkelflauten”, combined with increased charging of electric car fleets due to e.g., mobility demand induced during peak travelling times or storm related grid infrastructure failure with a concurrent drop in wind power production as turbines shut down in extreme winds, can be given here.

To incorporate the expanded risk and uncertainty space into energy infrastructure planning, we are developing a detailed requirements profile for planning tools. To identify the capabilities and limitations of our own tools, we conduct tests. Here, we use the MEDEA electricity market model (Boku) and the BeWhere bioenergy supply chain model (IIASA). This choice of models allows us to investigate flexibility options on the interface between electricity and bioenergy supply. Considering multi-sector coupling, also called infrastructure coupling or system integration, allows us to better understand resource shifting between sectors as a flexibility option.

[1] Technische Universität Wien, Institute of Chemical, Environmental and Bioscience Engineering, Research Unit of Thermal Process Engineering and Simulation, Getreidemarkt 9/166, A-1060 Vienna, https://www.tuwien.at/en/tch/icebe , Fabian.schipfer@tuwien.ac.at
[2] International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)
[3] University of Natural Resources and Life Sciences (BOKU)

The insights gained and results of the tests are used to create a research, development, and innovation (R&D&I) guide. The guide includes a SWOT analysis (Strengths-Weaknesses, Opportunities, and Threats), resource requirements, and an assessment of the likelihood of success for strategic, integrative planning and implementation of cross-sector resilience and flexibilisation approaches. Targeted communication in national and international networks as well as bilateral exchange with modeling experts in sister projects ensure the broader applicability of the project recommendations. In particular, the activities in the International Energy Agency (IEA) Bioenergy Technology Collaboration Program (TCP) Task44 on flexibilisation and system integration should be mentioned. The BioFlex project builds on the results of the first triennium of this Task [1].

Expected results

The FFG BioFlex project enables early identification and planning of synergies, trade-offs and coherence between sectoral infrastructure decisions. The opportunities arise from integrating assessment capacities for resilience measures and flexibility measures as well as in dealing with practically irreducible uncertainties. This helps to better represent climate change impacts on the energy system, regular variations in solar irradiance, wind occurrence and water supply, wind breakage, snow load, flooding, pest infestation and crop damage, as well as societal and trade transport risks in energy system models.

At the 18th Symposium on EnergyInnovation, we will showcase the outcomes of sub-objective #1, unveiling a model requirement catalogue shaped by an expanded risk and uncertainty space. This catalogue delves into various manifestations of uncertainties, encompassing variabilities and fluctuations, uncertain trends, extreme events, and intricate cascading effects between systems. Employing a supply chain network perspective, we pinpoint sources of uncertainty across nature, infrastructure, technologies, and society. Table 1 provides a curated example for each category.

Cause / Expression	Nature	Infrastructure (links or edges)	Technologies (nodes or vertices)	Society (incl. market)
Variabilities Fluctuations	Seasons	Lead-times	Stock losses	Prices
Uncertain trends	Precipitation	Mode shares	Efficiencies	Demographics
Uncertain extreme events	Forest fires	Lock-downs	Disasters	Strikes
Uncertain cascadic effects	Cryosphere/ Hydrosphere	Power / Railservice	Internet / digi. manufacturing	Markets / innovative capacity

Table 1: Selected examples of uncertainties categorized by cause and expression

The Uncertainty Framework Table (UFT) concept, as introduced by Kirchner et al. [2], serves as the foundation for our study, extended to explore pathways of uncertainty propagation within current energy system models. This endeavour places emphasis on discerning various types of uncertainties, encompassing both reducible and practically irreducible uncertainties. It encompasses anticipatory methods, such as sensitivity and scenario analysis, as well as probabilistic, qualitative, and argumentative approaches, or even the option of acknowledging deliberate ignorance.

An innovative aspect of the BioFlex project is its approach to confront the dual nature of uncertainties, acknowledging both potential adverse and potential advantageous outcomes. Although this duality was identified by Knight [3] a century ago, contemporary uncertainty frameworks, like the one employed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [4], predominantly encompass negative outcomes to streamline communication regarding the adverse impacts of the climate crisis. The findings to be unveiled at EnInno2024 will delve into the numerical considerations of balancing detrimental and beneficial outcomes of uncertainties within existing energy system models.

Referenzen

[1] F. Schipfer et al., “Status of and expectations for flexible bioenergy to support resource efficiency and to accelerate the energy transition,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 158, p. 112094, Apr. 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112094.

[2] M. Kirchner, H. Mitter, U. A. Schneider, M. Sommer, K. Falkner, and E. Schmid, “Uncertainty concepts for integrated modeling - Review and application for identifying uncertainties and uncertainty propagation pathways,” Environ. Model. Softw., vol. 135, p. 104905, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.envsoft.2020.104905.

[3] F. H. Knight, Risk, Uncertainty and Profit. New York, NY: Sentry Press. 1921. [Online]. Available: https://cdn.mises.org/Risk,%20Uncertainty,%20and%20Profit_4.pdf

[4] Reisinger, M. Howden, C. Vera, and et al., “The concept of risk in the IPCC Sixth Assessment Report: a summary of cross-Working Group discussions. Intergovernmenta Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland. pp15,” 2020. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/02/Risk-guidance-FINAL_15Feb2021.pdf

2.3.3. Modeling of innovative load and generation time series for cross-sector energy network planning

Eric SCHULZE BERGE(*)[1], Wiebke GERTH(*)[2], Marius GÜTHS[3], Markus Wolfgang ZDRALLEK

Introduction

The classical, separate consideration of the sectors electricity, gas and heat is no longer sufficient for planning the optimal energy infrastructure due to substantial sector coupling potentials. Particularly in the development of new quarters (“greenfield planning”), complexity increases significantly due to the degrees of freedom in planning. To enable software-supported planning for new quarters, a detailed database is needed, especially with building- and energy-specific indicators besides forecasted consumption profiles and generation potentials [1]. However, such load and generation time series are currently developed using separate methods without dependencies among them and applied for different sectors or the relevant energy carriers, as shown in the meta-study according to [2]. In addition, non-residential buildings (NRB) are sometimes not considered at all or only planned as individual cases. Therefore, this contribution presents a methodology, which allows the determination of individual characteristics as well as coherent energy consumption profiles and generation potentials, based on the planned building typology and structure for a new quarter.

Methodology

The fundamental structure of this methodology follows a bottom-up approach, enabling the construction of a high-resolution, individualized database. This database further allows for the systematic and integrated examination of innovative solutions for the energy supply of a new quarter (e. g. collectively used charging hubs). To validate the resulting time series, the methodology is applied to an exemplary new quarter using freely available Geographic Information System (GIS) data.

Geographic analysis

For this purpose, the considered newly developed quarter is analyzed in GIS with all relevant information (area, location, orientation, building type, etc.). Additionally, various metrics and probability distributions for input data beyond these geometric details (roof shape, electromobility, residents, etc.) can be provided through an input mask. This way different scenarios for the same new quarter can specifically be analyzed and compared. Following this GIS-based analysis, specific metrics for energy characterization are derived for each identified connection area (buildings, parking areas (PA), etc.) individually. This includes spatially conditioned constraints for different types of heat pumps, the available potentials for installing photovoltaic systems, as well as the number and rated power of charging points for electromobility.

Generation of coherent time series

The methodology for deriving specific and individualized time series coherently integrates several methods [3-4]. These methods are schematically illustrated in Figure 1 with their interconnections. Fundamentally, in determining the times series this approach distinguishes between the topological categorization of a connection area into residential buildings (RB), NRB and PA. Additionally, mixed buildings can be represented as a combination of RB and NRB. Each of these methods creates a time series for a substantial energy-related characteristic of the respective connection area over a considered time horizon of one year with a 15-minute resolution.

[1] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany, +49 202 4391193, eschulze@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/personen/detail/schulze-berge
[2] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany
[3] Stadtwerke Bielefeld, Schildescher Straße 16, 33611 Bielefeld, Germany

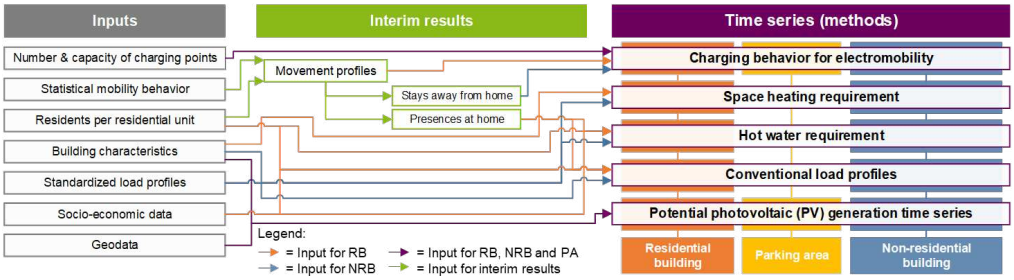


Figure 1: Overview of the dependencies between the methods for calculating coherent time series

Results

In Figure 2, a one-week excerpt of the determined time series for a multi-family house with 8 residential units is exemplarily shown. The results clearly depict, alongside the daily cyclical pattern of each time series, the influence of the external temperature trend as a negative correlation with the space heating profile (yellow line). Furthermore, the impact of minor aggregated presences (blue line), for instance on the dips in the hot water demand time series (blue line), is also evident (see red arrows).

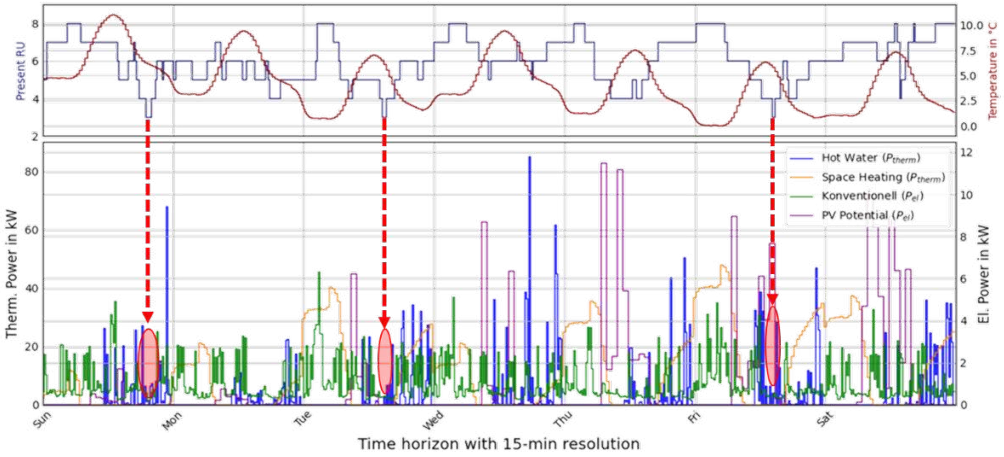


Figure 2: Excerpt of the resulting load and generation time series for an exemplary building in a new quarter

Using the developed methodology, load and generation time series can be determined based on the individual quarter structure. This allows for targeted, high-resolution analyses of the predicted energetic interconnections and synergy potentials for supply concepts of buildings in spatial proximity within a new quarter. This level of detail enables a deeper understanding of the requirements for the energy infrastructure of a newly developed quarter and provides the foundation for its energetical optimization.

Acknowledgement

The presented work in this publication is based on research activities, supported by the State of North Rhine-Westphalia. The Funds are based on the directive for granting funds from the "Programm für rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) - Programm-bereich Klimaschutztechnik". The described topics are included in the research project “NeuPlan”. Only the authors are responsible for the content of this paper.

References

[1] M.A. Islam, H. S. Che, M. Hasanuzzaman, et al., “Chapter 5 – Energy demand forecasting”, Energy for Sustainable Development, Academic Press, p. 105-123, 2020.

[2] E. Proedrou, "A comprehensive review of residential electricity load profile models", IEEE Access, vol. 9, p. 12114-12133, 2021.

[3] R. Uhlig, „Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen“, Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2017.

[4] Hobert, H. Schroeder und B. Uhlemeyer et al., “Power to Heat as Flexibility Option in Low Voltage Grids from Urban Districts”, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), p. 1–6, Istanbul, Turkey, 2020.

2.3.4. Entwicklung einer innovativen generischen Infrastruktur-Planungsprozess-Matrix zur Prozesssynthese in Energieversorgungsunternehmen

Dominic NAILIS[1], Markus ZDRALLEK[2]

Herausforderung

Energieversorgungsunternehmen planen und betreiben Infrastrukturen, um ihre Kunden u. a. mit Energie versorgen zu können. Die hierzu verwendeten Assets sind langlebig und ihr Aus- bzw. Umbau ist zeit- und kostenintensiv. Zugleich ist die konkrete Versorgungsaufgabe, also die Frage, welcher Kunde welche Energieform und -menge zu welcher Zeit benötigt, unstet. Sie ist einerseits dynamisch, denn die Randbedingungen ändern sich. Beispiele hierfür sind planvolle Aktivitäten zur Energiewende (Kohleausstieg in Deutschland, Dekarbonisierung etc.). Zudem ist sie unsicher, also auch von nicht planvollen Änderungen geprägt. Beispiele hierfür sind der Ukrainekrieg und die Störung globaler Lieferketten. In dieser Diskrepanz zwischen langlebigem Asset einerseits und durch Dynamik und Unsicherheit zunehmend komplexem Umfeld andererseits muss der Netzbetreiber seine Versorgungsaufgabe definieren.

Analyse

Netzplanung und hierzu die Definition von Versorgungsaufgaben finden vielfach und auf unterschiedlichen räumlichen Ebenen statt. Exemplarisch werden drei verschiedene, reale Planungs-Prozesse untersucht:

- Der *ten-year-network-development-plan* (TYNDP) [1] der ENTSO-E umfasst europaweite Elektrizitätsnetze.
- Der *Systementwicklungsplan-Prozess* (SEP) in Anlehnung an die „dena Netzstudie III“ [2] befasst sich mit deutschlandweiten Infrastrukturen (Übertragungsnetze, Gas-Fernleitungsnetze).
- Die *Kommunale Wärmeplanung* (KWP) [3] des Landes Baden-Württemberg hat die spartenübergreifende Wärmebereitstellung im kommunalen Umfeld im Fokus.

Die Beispiele unterscheiden sich stark, etwa bezüglich ihres räumlichen Zuschnitts, der betrachteten Medien, der Zeitrasterung und -horizonte, der Akteure und Stakeholder sowie in weiteren Aspekten.

Im Rahmen der Analyse wird untersucht, inwieweit die Prozesse trotz der stark verschiedenen Randbedingungen, Gemeinsamkeiten aufweisen. Diese können u. a. in der Art des Informationsbedarfs, in der partiell externen Determiniertheit, der eingeschränkten Beeinflussungsmöglichkeiten der Umwelt, den endlichen Ressourcen sowie den unsicheren Entscheidungsgrundlagen bestehen.

Abstrakte Synthese

Im Rahmen einer Abstraktion der Prozessschritte wird ein generischer Ablauf beschrieben, innerhalb dessen alle untersuchten Exempel abgebildet werden können. Die zu identifizierenden Prozessschritte werden zu Handlungsbereichen (Szenarien, Stakeholderbeteiligung, etc.) geclustert. Die Einzelschritte werden nicht zwingend von jedem der Prozesse gleichermaßen intensiv durchlaufen. Ziel ist es, den generischen Prozess so allgemein zu gestalten, dass durch ihn auch andere Planungsprozesse dargestellt werden können.

Für jeden der Prozessschritte wird dazu außerdem eine Differenzierung der Bearbeitungs-Intensität eingeführt, um den unterschiedlichen Randbedingungen Rechnung zu tragen. Dies erfolgt über die

[1] Dominic Nailis, Bergische Universität Wuppertal, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, evtinfo@uni-wuppertal.de
[2] Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, evtinfo@uni-wuppertal.de

Definition von abstrakten Bearbeitungstiefen, von z. B. „extern vorgegeben“ über „modellgestützt, quantitativ“ bis hin zu „Volks-Votum“. Die Bearbeitungstiefen bilden die zweite Dimension der Matrix. Als Zwischenergebnis resultiert eine Infrastruktur-Planungsprozess-Matrix (IPM), bestehend aus den generischen Prozessschritten, die in verschiedenen abstrakten Intensitäten durchlaufen werden können. Aus der IPM lassen sich direkt Synergieeffekte beim Durchlaufen von Prozessschritten erkennen.

In Abbildung 1 wird ein optischer Eindruck dieser IPM vermittelt. Farblich markiert ist, wie sich die Beispielprozesse innerhalb der Matrix unterscheiden und diese aufspannen werden. Ein Planungsprozess kann als ein Pfad durch alle Prozessschritte innerhalb der IPM aufgefasst und dargestellt werden.

Auf Basis der Analyse werden die generischen Prozessschritte, die abstrakten Bearbeitungstiefen und die Bereiche am Beispiel detailliert dargestellt.

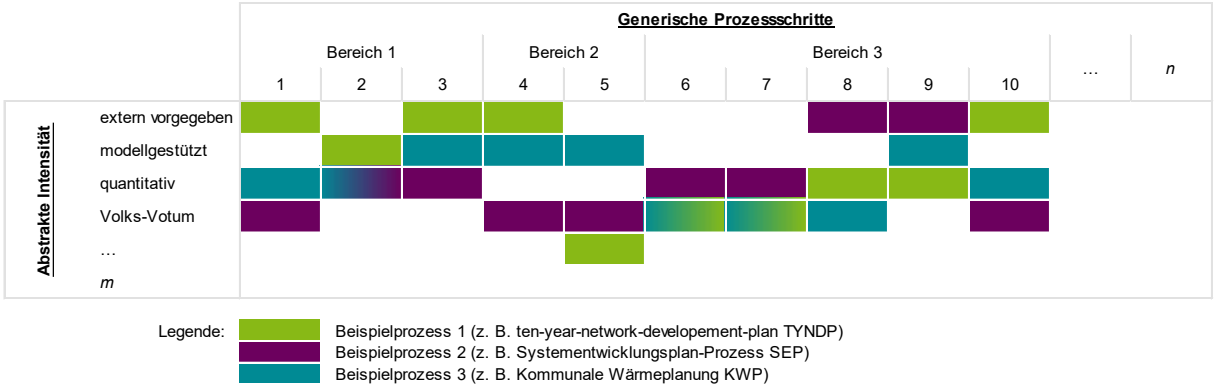


Abbildung 1: Grundsätzliche Struktur einer individuellen Infrastruktur-Planungsprozess-Matrix (IPM)

Nutzen und Ausblick

Jedes einzelne Energieversorgungsunternehmen hat – neben dem beschriebenen dynamischen und unsicheren Umfeld – außerdem individuelle Herausforderungen und Randbedingungen, aber auch Ziele und Gütekriterien. Zu den individuellen Randbedingungen zählen z. B. die zu betrachtenden Sparten und Medien, die Wirtschaftskraft des Unternehmens sowie externe Stakeholder-Interessen (z. B. der Gemeinde). Die individuellen Ziele können neben der Kostenreduzierung eine besondere Qualitätsanforderung (Versorgungssicherheit) und/oder einen Anspruch hoher Akzeptanz umfassen. In der Regel wird eine Mischung daraus vorliegen.

Die individuellen Randbedingungen schränken die IPM im Einzelfall ein. Bestimmte Schritte sind ggf. extern vorgegeben, bestimmte Restriktionen (Zeit, Geld, Ressourcen) machen tiefe Bearbeitung ggf. unmöglich. Somit stellt die individualisierte IPM eine explizite Darstellung des Lösungsraumes für die individuelle Prozessoptimierung dar. In diesem Lösungsraum kann perspektivisch mit geeigneter Parametrisierung ein individuell optimierter Prozess ermittelt werden, der zur optimalen Darstellung der Versorgungsaufgabe führt.

Referenzen

[1] ENTSO-E, „TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines,“ ENTSO-E , Brussels, Belgium, 2022.
[2] dena Deusche Energie Agentur, „dena-Netzstudie III – Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem, Anhang I, Gutachten des BET zur Methodik des SEP,“ Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), Berlin, 2022.
[3] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Baden-Württemberg, „Kommunale Wärmeplanung, Handlungsleitfaden,“ Stuttgart, 2021.

2.3.5. Industrielle künstliche Intelligenz für sichere Gasnetze

Anja BASCHIN[1], Michelle BASCHIN, Reinhard BÖSELT, Rudolf FELIX, Cesareo FERNANDEZ, Sven GEHRING, Alexander GÖRTZ, Lars HARPENG, Yuguang HEI, Niclas HILDEBRANDT, Thomas HÜGGING, Pascal KÄTZEL, Kristoffer-Robin KOLBERG, Leonid KUOZA, Lukas LUZIUS, Gheorghe LISCA, Lilia MICHAILOV, Werner MULTHAUP, Karima OUTAFRAOUT, Fabian PROCH, Alexander SCHIENDORFER, Marcel SIMANNEK, Tom STREUBEL

Einleitung und Motivation

Gas ist heute noch der zweitwichtigste Primärenergieträger in Deutschland. Um die Klima- und Energieziele zu erreichen, müssen nicht-fossile Gase wie Biogas oder grüner Wasserstoff aus Power-to-Gas mittelfristig fossile Gase ersetzen. Dieser Wandel erfordert ein zunehmend effizientes und zuverlässiges Management der bestehenden und neu zu errichtenden Gasinfrastruktur. Dabei geht es nicht nur um die ausreichende Verfügbarkeit von Gas, sondern auch um die Sicherheit der Gasnetze. Um ein effizientes Management der Transport- und Verteilungsinfrastrukturen der Gasversorgung zu gewährleisten und Versorgungsunterbrechungen vorzubeugen, bedarf es einer Kombination von Maßnahmen, u.a. der Digitalisierung.

Um diese Probleme zu adressieren, haben die PSI Software Gas Grids and Pipelines, PSI FLS Fuzzy Logik & Neuro Systeme, Avacon, Thyssengas und die Technische Hochschule Ingolstadt (THI) im Rahmen des Forschungsprojektes IKIGas (Industrielle Künstliche Intelligenz für Sicherheit in Gasnetzen) damit begonnen, ein auf Künstlicher Intelligenz (KI) basierendes Entscheidungsunterstützungssystem für den Betrieb von Gasnetzen und -pipelines zu entwickeln: Modelle des Maschinellen Lernens (ML) werden anhand historisierter Betriebsdaten darauf trainiert, die Qualität und Sicherheit der Netzbetriebszustände kontinuierlich zu bewerten und mögliche Anomalien zu identifizieren. Sogenannte Software-Agenten werden anhand einer physikalischen Simulation zur Steuerung eines Gasnetzes sowohl durch Imitationslernen aus vergangenen Steueraktionen als auch durch Versuch und Irrtum trainiert, um insbesondere in der Realität unerwünschte Situationen simulativ zu betrachten. Beide Ansätze werden mit einer auf erweiterter Fuzzy-Logik basierenden Methodik kombiniert, die eine transparente, qualitative Charakterisierung wünschenswerter Zustände und Ziele sowie die Analyse potenziell widersprüchlicher Ziele ermöglicht.

Forschungsfragen

Abbildung 1 zeigt die Bandbreite der Modelle, die im Rahmen des IKIGas-Projektes für die Gasnetzanalyse eingesetzt werden.

Netzbewertung: Das Konzept des Netzzustandes umfasst alle Parameter, die das Gasnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt beschreiben. Diese Zustände werden im SCADA-System von PSIcontrol über die Zeit aufgezeichnet. Mit Hilfe dieser historisierten Daten wird ein ML-Modell damit beauftragt, jeden Netzzustand hinsichtlich Sicherheit und Effizienz zu bewerten und mögliche Anomalien zu identifizieren. Die dazu notwendige Annotation der Zustände, im ML „Label“ genannt, kann teilweise automatisiert über vorprogrammierte Kennzahlen oder aus unüberwacht ermittelten, datenorientierten Labeling-Funktionen in der Software *PSIqualicision AI* gewonnen werden. Teilweise ist jedoch Expertenwissen von Dispatchern erforderlich, die vergangene Zustände manuell bewerten müssen. Um die Belastung dieser ohnehin stark ausgelasteten Fachkräfte gering zu halten, wird im Projekt eine ergonomische

[1] PSI Software SE, Gasnetze und Pipelines, Berlin, https://www.psigasandpipelines.com
[2] PSI FLS Fuzzy-Logik & Neuro Systeme GmbH, Dortmund, Germany, https://fuzzy.de
[3] Avacon Netz GmbH - Standort Salzgitter, Germany, https://www.avacon-netz.de
Thyssengas GmbH, Dortmund, Germany, https://thyssengas.com
Technische Hochschule Ingolstadt, Germany, https://www.thi.de
mbaschin@psi.de , alexander.schiendorfer@thi.de

Methodik für das Labeling erforscht. Als Basis dient eine in der Industrie bewährte Methodik [1]: Anstatt Leitwartenmitarbeiter mit einem direkten Abbild des Netzzustandes zu konfrontieren, werden relevante Metriken aus der Repräsentation eines Zustandes mittels qualitativer Labeling-Funktionen abgeleitet.

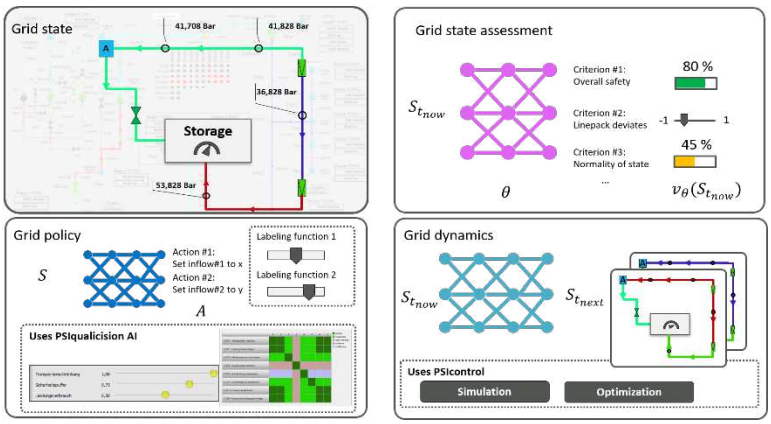


Abbildung 1: Die Übersicht über die verschiedenen Modelle, die in IKIGas zusammenarbeiten.

Netzdynamik und Entscheidungsvorschläge: Neben der Bereitstellung von datenbasierten Bewertungen des aktuellen Zustands für Dispatcher ist eine Lösung vorgesehen, die mögliche Entscheidungen (z.B. Änderung der Einspeisemenge oder Anpassung von Druckregelventilen) anleitet. Dazu wird bestärkendes Lernen eingesetzt, um Steuerungsmaßnahmen in der Gasnetzsimulation PSIganesi [3] zu erlernen und zu empfehlen, welche ein Dispatcher einsetzen könnte, um sicherheitskritische Situationen präventiv zu bewältigen. Im Gegensatz zu erfolgreichen und bekannten KI-Anwendungen, z.B. aus Brettspielen, spielen in realen Systemen eine Vielzahl von interagierenden Zielen (z.B. Versorgungssicherheit versus Überpufferung) eine Rolle. Dazu wird eine multikriterielle Konflikt- und Interaktionsanalyse [2] durchgeführt, um zu überprüfen, ob die Ziele positiv miteinander korrelieren ("Harmonisierung der Ziele") oder im Konflikt zueinanderstehen (z.B. Befriedigung eines plötzlichen Nachfrageanstiegs eines großen Industriekunden vs. Aufrechterhaltung des Netzpuffers in einem wünschenswerten Bereich) - wie in der Matrix in der linken unteren Ecke von Abbildung 1 dargestellt. In IKIGas beschäftigt sich eine Forschungsfrage damit, wie die von Dispatchern gewünschte Priorisierung von Zielen interaktiv als Spezifikation für lernende Softwareagenten übergeben werden kann. Nach Etablierung dieser Softwarearchitektur können damit auch *böswillige* Agenten simulativ trainiert werden, d.h. Agenten, die durch Manipulation des Systems (z.B. durch sog. False-Data-Injektionen von fehlerhaften Wetter-/Temperaturprognosen) gezielt kritische Zustände herbeiführen – welche natürlich dementsprechend abgewendet werden müssen.

Zusammengefasst nutzt das Projekt zentrale KI-Techniken (die keinen Bezug zu aktuell medial im Vordergrund stehenden großen Sprachmodellen aufweisen), wie in Abb. 1 skizziert: 1. Erweiterte Fuzzy-Logik zur Ziel- und Interaktionsanalyse in Entscheidungsprozessen; 2. unüberwachtes Lernen zur Verarbeitung von Zeitreihendaten zur Identifikation von normalem und anormalem Verhalten; und 3. bestärkendes Lernen zur Entwicklung von Strategien zur Optimierung von Netzzuständen. Erste empirische Ergebnisse zur Anomalieerkennung und zum Reinforcement Learning zeigen das Potenzial von IKIGas, den Betrieb und die Resilienz heutiger und vor allem zukünftiger Gasnetze zu verbessern. Die vorgestellte Methodik kann künftig insbesondere auch für die Sektorenkopplung und Wasserstoffnetze eine wichtige Rolle spielen.

Referenzen

[1] Felix, R.: Business-Entscheidungen und Optimierungen mit Qualicision von F/L/S. K¨ unstliche Intell. 21(4), 71–72 (2007)

[2] Felix, R.: On consistency of decision goals and separability of preferences of decision alternatives. In: Proc. IFSA-EUSFLAT-15. pp. 844–850. Atlantis Press (2015)

[3] Scheibe, D., Weimann, A.: Dynamic gas network simulation with ganesi. GAS UND WASSERFACH GAS ERDGAS 1999, 610–617 (1999)

2.4. OPTIMIERUNG VON ENERGIESYSTEMEN

2.4.1. Entwicklung einer Methode zur Simulation und Quantifizierung der Resilienz von sektorengekoppelten Energiesystemen

Paul-Hendrik HOMBERG(*)[1], Marlon KORALEWICZ[2], Markus ZDRALLEK

Hintergrund und Zielstellung

Um die nationalen Klimaziele zu erreichen, ist die Sektorenkopplung ein Schlüsselelement für die effiziente Integration erneuerbarer Energien und die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Mobilität [1]. Durch die stetig wachsende Anzahl erneuerbarer Erzeuger im zunehmend dezentralen Stromsystem sowie durch engere Kopplung mit anderen Sektoren steigt die betriebliche Komplexität des Energiesystems erheblich, was eine Herausforderung für die Versorgungssicherheit darstellt. Gleichzeitig bietet die Sektorenkopplung auch die Chance zu einer maßgeblichen Steigerung der Resilienz, da die Möglichkeit besteht, die unterschiedlichen Zeitkonstanten von Energieübertragung/-transport und Speicherung zu nutzen, um die Flexibilität des gesamten Energiesystems zu erhöhen [2, 3].

Obwohl der Begriff der Resilienz immer häufiger verwendet wird und insbesondere im Zuge der Folgen des Ukraine-Konflikts verstärkt an Bedeutung gewinnt, ist der Begriff nicht einheitlich definiert und es besteht eine Vielzahl von Methoden, die Resilienz zu quantifizieren [4, 5]. Da sich die Mehrheit der verfügbaren Arbeiten hauptsächlich auf nicht-sektorengekoppelte Energiesysteme beschränken, wird im Folgenden eine Methodik vorgestellt, die es ermöglicht, die Resilienz von sektorengekoppelten Energiesystemen über eine Vielzahl von unterschiedlichen Szenarien, Fehlerarten und Zeiträumen zu simulieren und zu bewerten.

Methodik

Zur Quantifizierung der Resilienz in sektorengekoppelten Energiesystemen wird zunächst eine geeignete Simulationsumgebung aufgebaut. Ein zentraler Bestandteil der Simulationsumgebung ist das Netzberechnungsmodul, für welches nach einer Evaluation verschiedener kommerzieller und frei verfügbarer Software zur Netzberechnung die Open-Source-Python-Bibliothek pandapipes [6] ausgewählt wurde, da sie folgende Kriterien erfüllt:

- performante Berechnung von gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmenetzen
- Schnittstelle zu weiteren Python-Anwendungen mit Zugriff auf Simulationsparameter
- Funktionserweiterung durch Änderung des Quellcodes möglich

Nach Integration des Netzberechnungsmoduls in das Gesamtmodell, welches sich aus Netzberechnungs-, Optimierungs- und Resilienzmodul zusammensetzt, wird das Systemverhalten der Energiesysteme im Normal- und im Fehlerfall simuliert und die Resilienz anhand des Verlaufs der Systemfunktion bewertet. Im Allgemeinen reagieren Systeme auf Fehler wie in Abbildung 1 illustriert. Beim Fehlereintritt bricht die Systemfunktion ein, gefolgt von einer graduellen Erholung bis hin zum Erreichen eines Gleichgewichtszustands nach Ende des Fehlers. Über den Verlauf dieser charakteristischen Resilienzkennlinie lassen sich Absorptions-, Anpassungs- und Erholungsfähigkeit bestimmen, welche den Begriff der Resilienz in dieser Arbeit aufspannen und definieren. Mittels mathematischer Methoden lassen sich Kennzahlen zu den jeweiligen Fähigkeiten quantifizieren und zu einer allgemeinen Resilienzkennzahl zusammenfassen, die das gesamte System über einen skalaren Wert beschreibt.

[1] Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Rainer-Gruenter-Straße, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1386, homberg@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de
[2] Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

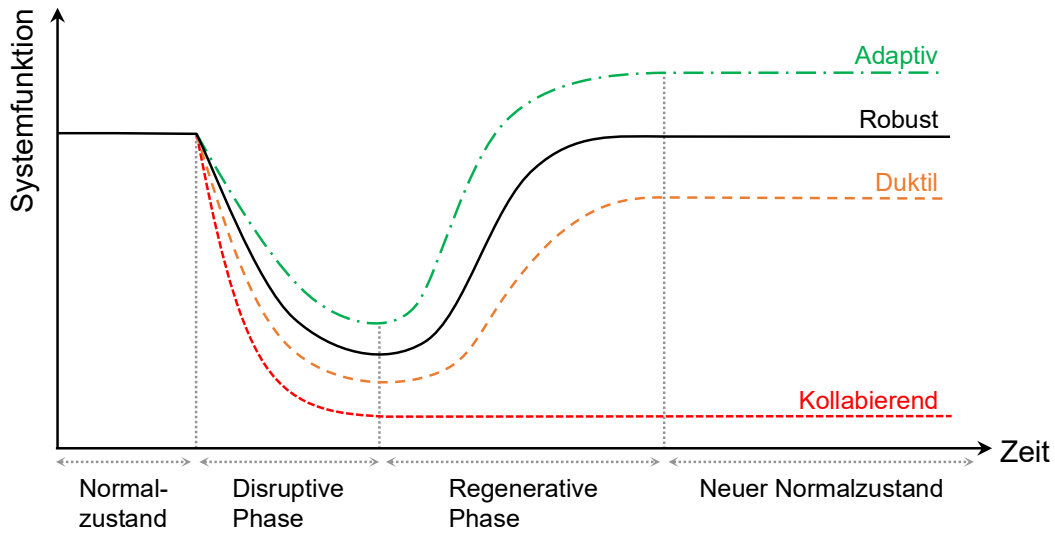


Abbildung 1: Allgemeine Systemantwort auf einen Fehler nach [4]

Ein weiterer entscheidender Aspekt der Modellierung ist die Wahl einer geeigneten Zustandsgröße zur Abbildung der Systemfunktion. Mögliche Zustandsgrößen umfassen beispielsweise die Anzahl der versorgbaren Verbraucher, Betriebsmittelauslastungen sowie Grenzwertverletzungen der jeweiligen Fluss- und Potentialgrößen der Sektoren. In der vorgestellten Methode werden die anfallenden Systemkosten als Zustandsgröße gewählt, um eine Gewichtung der Schwere der Auswirkung in den Sektoren zu ermöglichen.

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse zeigen, dass es möglich ist, sektorengekoppelte Energiesysteme zu simulieren und ihre Resilienz zu quantifizieren. Dies ermöglicht einen objektiven Vergleich der Schwere der Auswirkungen verschiedener Szenarien auf ein Energiesystem und auch einen Vergleich von Energiesystemen untereinander. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass die Bewertung der Resilienz anhand der Systemkosten eine sektorenübergreifende Quantifizierung der Resilienz ermöglicht.

Deutsche Forschungsgemeinschaft

Gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) – 511806895

Referenzen

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, "Klimaschutzplan 2050", https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050 (Aufgerufen 18.10.2023)

[2] acatech, Leopoldina, Akademienunion, "Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem", 2020, ISBN: 978-3-8047-4060-0

[3] V. Arabzadeh et al., "Deep decarbonization of urban energy systems through renewable energy and sector-coupling flexibility strategies", Journal of Environmental Management, Band 260, 2020, DOI: 10.1016/j.jenvman.2020.110090

[4] P. Gasser et al., "A review on resilience assessment of energy systems", Sustainable and Resilient Infrastructure, Band 6, Nr. 5, S. 273-299, 2021, DOI: 10.1080/23789689.2019.1610600

[5] S. Hosseini et al., "A review of definitions and measures of system resilience", Reliability Engineering & System Safety, Band 145, S. 47-61, 2016, DOI: 10.1016/j.ress.2015.08.006

[6] D. Lohmeier et al., "Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations," Sustainability, Band 12, Nr. 23, 2020, DOI: 10.3390/su12239899

2.4.2. Die Zukunft der Energie in Österreich – SIMULATION von fünf Ausbauszenarien eines 100% erneuerbaren Stromsystems in Kombination mit hybriden Energiespeichern

Jasmin MENSIK[1], David WÖSS[2], Tobias PRÖLL[3]

Inhalt und zentrale Fragestellungen

Wie könnte ein 100% erneuerbares Stromsystem für Österreich aussehen und wie wirken sich verschiedene hypothetische Ausbau-Faktoren der erneuerbaren Erzeugung auf den notwendigen Bedarf an Flexibilität aus? Unter der Berücksichtigung von realen Bedarfs- und Erzeugungsdaten des Jahres 2022 werden verschiedene Ausbauszenarien in Kombination mit einem hybriden Energiespeichersystem betrachtet. Hybride Energiespeichersysteme kombinieren verschiedene Speichertechnologien anhand der individuellen Stärken zu einem intelligenten System. Zusätzlich wurde für den Anwendungsfall der österreichische Regelzone die Prämisse aufgestellt, wenn möglich auf Bestandsinfrastruktur zurückzugreifen. Daraus resultiert ein hybrides Speichersystem aus Lithium-Ionen-Batterie, Pumpspeicherkraftwerk (Bestand) sowie Power-to-Gas (CH_4). Wobei bei der Rückverstromung mittels Gasturbinen-Kombiprozess in Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls auf Bestandsinfrastruktur zurückgegriffen werden kann. Inwiefern sich verschiedene hypothetische Ausbau-Faktoren der erneuerbaren Erzeugung auf den Bedarf an kurz-, mittel- und langfristiger Speicher auswirken, soll in weiterer Folge näher betrachtet werden.

Methoden, Datengrundlage und Annahmen in der Modellierung

Die präsentierten Ergebnisse basieren auf realen Last- und Erzeugungsdaten für die österreichische Regelzone im Jahr 2022, abgerufen von der „ENTSO-E Transparency Platform“ [1]. Im Gegensatz zu bestehenden, komplexeren Simulationstools wurde der Python-Algorithmus so simpel und transparent wie möglich gehalten, um eine rasche Bewertung verschiedener Szenarien und die flexible Anpassung derselben zu begünstigen [3]. Der gewählte Ansatz berücksichtigt lediglich den Ausgleich der faktorisierten erneuerbaren Erzeugung und der realen Last. Darüber hinaus werden keine weiteren Rollen für elektrische Energiespeicher (z.B. Arbitrage, Netzdienstleistungen, etc.) berücksichtigt. Import bzw. Export sowie potenzielle Netzengpässe werden im Rahmen dieser Arbeit ausgeblendet.

Das hybride Energiespeichersystem kombiniert die Technologien der Li-Ionen Batterie (η_{ges} = 90%), Pumpspeicher (η_{ges} =70%) und Power-to-Gas (CH_4) mit anschließender Rückverstromung mittels Gasturbinen-Kombiprozessen in Kraft-Wärme-Kopplung (η_{ges} =30%). Die Lade- und Entladeleistung der Pumpspeichereinheit wurde, entsprechend der im Jahr 2022 installierten Pumpspeicherkapazität für die österreichische Regelzone, auf 3363 MW [2] begrenzt. Die Speicherkapazität der Pumpspeicher wurde wegen der Notwendigkeit, auch andere Länder zu bedienen, mit nur ca. 1/3 der tatsächlichen Kapazität, d.h. 1 TWh für den österreichischen Bedarf angenommen. Dadurch wird auch die zu erwartende Zunahme von Trockenperioden in der Zukunft berücksichtigt, welche die potenziellen Vorteile durch das ‚Repowering‘ bestehender Anlagen schmälert. Des Weiteren ist das Ausbaupotenzial für neue Anlagen in Österreich begrenzt. Die Priorisierung der Lade- und Entladeabfolge im hybriden Speichersystem hängt von der zyklischen Effizienz ab. In der Modellierung wurde hierfür eine kaskadische Abhängigkeit der Ein-/Ausspeicherleistung des Pump- und Power-to-Gas Speichers vom Füllstand des jeweils vorgelagerten Speichersystems mittels Proportionalregler (P-Regler) implementiert.

[1] Universität für Bodenkultur Wien, Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik, Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET), Muthgasse 107, 1190 Wien, +43 664 2452285, jasmin.mensik@boku.ac.at, https://boku.ac.at/personen/person/71B0FB81EA0F6D51

[2] Universität für Bodenkultur Wien, Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik, Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET), Muthgasse 107, 1190 Wien, david.woess@boku.ac.at, https://boku.ac.at/personen/person/EC0BCBBF6AC760D8

[3] Universität für Bodenkultur Wien, Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik, Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET), Muthgasse 107, 1190 Wien, tobias.proell@boku.ac.at, https://boku.ac.at/personen/person/6480D0431EE3FDB2

Für das Erzeugungsportfolio wurden lediglich die erneuerbaren Technologien Biomasse, Laufwasserkraft, Photovoltaik und Wind berücksichtigt. Um die Vision eines zukünftigen Systems zu modellieren, wurde das reale Erzeugungsprofil für Wind und Photovoltaik mit verschiedenen hypothetischen Ausbau-Faktoren skaliert. Für Laufwasserkraft und Biomasse wurde vereinfacht angenommen, dass diese auch in Zukunft auf dem Niveau von 2022 bleiben.

Beschreibung	**Szenario 1**	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**	**Szenario 5**
Ausbau-Faktor Wind	6.93	4.48	2.8	1.46	1.0
Ausbau-Faktor Photovoltaik	1.00	15.00	30.00	45.00	51.20
Jahreserzeugung ges. [TWh]	77.36	73.41	75.97	80.97	83.71
Jahreserzeugung Wind [TWh]	49.79	32.19	20.12	10.49	7.19
Jahreserzeugung PV [TWh]	0.98	14.63	29.26	43.89	49.94

Tabelle 1: Übersicht der gewählten hypothetischen Ausbaufaktoren je Szenario

Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse veranschaulichen, wie ein 100% erneuerbares Stromsystem für Österreich bei Verfügbarkeit ausreichender Speicherkapazitäten und Ein-/Ausspeicherleistungen aussehen könnte. Innerhalb der berücksichtigten Annahmen und Systemgrenzen zeigt sich in Szenario 2, mit einem Windausbau um den Faktor 4.48 und einem Photovoltaikausbau um den Faktor 15, der geringste Speicherbedarf auf allen Zeitskalen. Szenario 2 resultiert in einer gesamten Jahreserzeugung von 73.4 TWh Strom. Davon entfallen 32.2 TWh auf die $\text{Winderzeugung}_{\text{faktorisiert}}$, sowie 14.6 TWh auf $\text{Photovoltaik}_{\text{faktorisiert}}$. Besonders deutlich wird das optimale Verhältnis im Hinblick auf den saisonalen Speicherbedarf. Im Szenarienvergleich zeigt sich eine Zunahme des Elektrolysebedarfs [GW] mit steigendem Anteil der Photovoltaik an der Gesamterzeugung. So ist der Bedarf an Elektrolyse in Szenario 2 um 41% geringer als in Szenario 5. In Szenario 2 beträgt die punktuelle maximale Elektrolyseleistung 11.6 GW wohingegen in Szenario 5 der Höchstwert bei 24.3 GW liegt. Auch die benötigte Rückverstromungsleistung ist in Szenario 2 mit 3.5 GW am geringsten und in Szenario 5 mit 4.4 GW an der obersten Grenze zu finden.

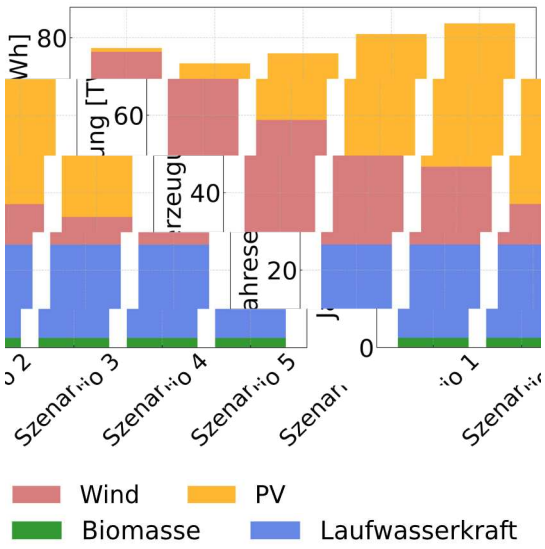


Abbildung 1: Jahreserzeugung [TWh] getrennt nach Technologie als Resultat verschiedener Szenarien

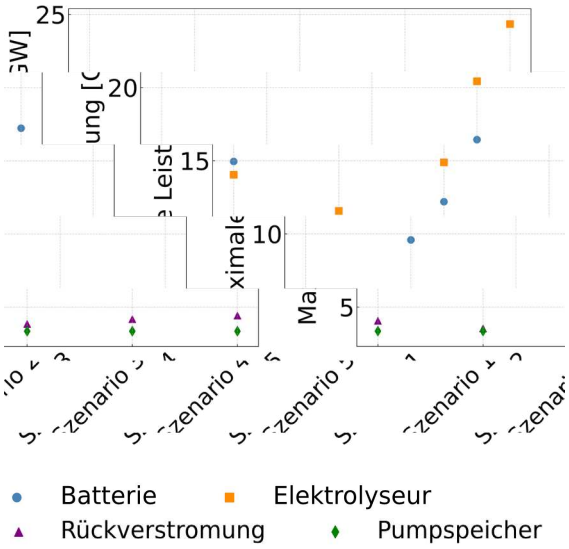


Abbildung 2: Punktuelle Spitzenlasten [GW] getrennt nach Technologie als Resultat verschiedener Szenarien

Die Pumpspeicherkraftwerke übernehmen im hybriden Energiespeichersystem aller Szenarien die Rolle der kurz- und mittelfristigen Flexibilitätsbereitstellung. Der kurzfristige Ausgleich zwischen Tag und

Nacht wird durch die Li-Ionen Batterie abgedeckt. Die Modellierung verwendet für alle Szenarien eine Li-Ionen Batterie-Kapazität von 100 GWh, für die sich eine unkritische punktuelle Spitzenlast zwischen 9.6 GW (Szenario 2) und 17.2 GW (Szenario 5) ergibt.
Um das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten im Sinne des Gesamtsystems näher analysieren zu können, wird eine Erweiterung des gegenwärtigen Modellierungsansatzes angeraten. Hierfür ist als unmittelbar nächster Schritt die Berücksichtigung der Netzinfrastruktur essenziell. Diese ermöglicht die Betrachtung konkreter Varianten der zentralen (Power-to-Gas) und dezentralen (Li-Ionen Batterie/ Power-to-Mobility) Positionierung der Speicher im System.

Referenzen

[1] ENTSO-E, “Actual Generation per Production Type”, entsoe Transparency Platform. https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show (Aufgerufen 20. Juli 17, 2023).
[2] ENTSO-E, “Installed Capacity per Production Type”, entsoe Transparency Platform. https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show (Aufgerufen 17. Juli 17, 2023).
[3] Stubner, H., 2023, ´Erstellung eines Masteralgorithmus für die Regelung verschiedener Arten von Stromspeichersystemen im österreichischen Stromnetz´, Masterarbeit, Universität für Bodenkultur Wien.

2.4.3. Validierung einer Werkzeugkette zur multikriteriellen Optimierung von Energiesystemen auf Modelica Basis

Sebastian Mortag(*)[1], Herbert PALM(*)[2]

Motivation und Zielstellung

Die Verantwortung für Planung, Installation und Betrieb von dezentralen Energiesystemen verschiebt sich im Rahmen der Energiewende auf die kommunale Ebene. Entscheidungen über Konzeption und Umsetzung von Energiewendemaßnahmen werden vielfach von lokalen Verantwortlichen getroffen. Fundierte Entscheidungen bedürfen der dazu notwendigen Daten und Entscheidungsvorlagen. Vielfach werden Ingenieurbüros oder Forschungseinrichtungen dabei mit Datenbeschaffung und Aufbereitung beauftragt, die dafür wiederum geeignete Modellierungs- und Simulationssoftware benötigen. Die zugehörigen Werkzeuge sollten entsprechend kostengünstig sein, aber gleichermaßen den an sie gerichteten Anforderungen zur multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Versorgungssysteme genügen. Gängige proprietäre Software kann dies nicht oder nur stark eingeschränkt leisten. Die Software Anschaffung ist vielfach mit hohen Lizenzkosten verbunden, die Funktionalität multikriterieller Optimierung fehlt häufig. Die vorliegende Arbeit stellt eine Alternative auf Open-Source Basis vor und beschreibt die Validierung der Werkzeugkette zur freien, breiten Nutzung im kommunalen Umfeld.

Methodik

In diesem Artikel wird eine Open-Source Werkzeugkette zum Entwurf und zur multikriteriellen Optimierung kommunaler Energiesysteme vorgestellt. Sie dient der Umsetzung etablierter Referenzprozesse in diesem Umfeld [1,2] und besteht wie in Abbildung 1 gezeigt aus einer Domänen-spezifischen Modellierungs- und Simulationsumgebung für Sektor-gekoppelte Energiesysteme sowie einer generischen Umgebung zu deren Analyse und multikriterieller Optimierung. Methodisch folgt der Prozess dem Ansatz der Hyper Space Exploration (HSE) während die Werkzeugkette die Umsetzung der darin geforderten Einzelschritte ermöglicht [1]. In der Modellierungsumgebung werden validierte Komponenten vom Typ „Energiewandler“ (e.g. Windkraft- und Freiflächen-PV-Anlagen), „Speicher“ (e.g. elektrische oder thermische Energiespeicher) und „Verbraucher“ (v.a. Strom- und Wärmesenken) benötigt, die entsprechend physikalisch realer Optionen (speziell Sektor-gekoppelt) miteinander verbunden werden können. Die Vielzahl möglicher topologischer Alternativen von Energiesystemen favorisiert einen Objekt-orientierten (OO) Ansatz in Form gekapselter, implizit formulierter Entitäten der Elementbeschreibung, der in umfassender Form von der Modellierungssprache Modelica bedient wird.

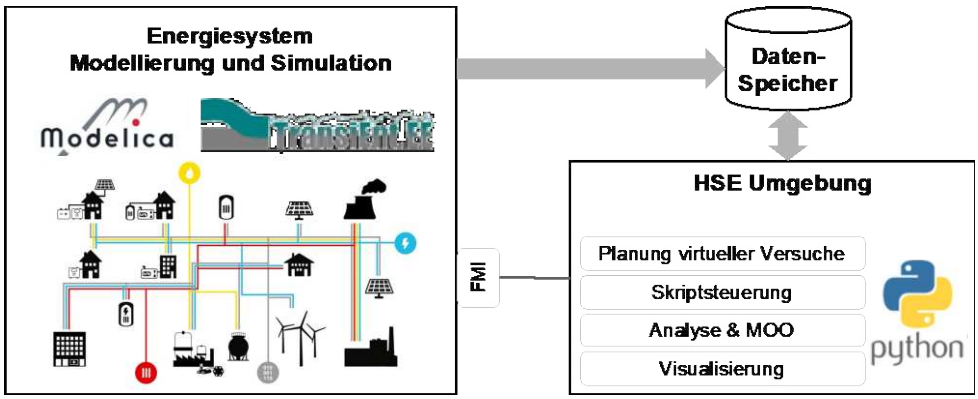


Abbildung 1: Konzeptionelle Darstellung der Werkzeugkette.

[1] Hochschule München, +49 89 1265-3445, mortag@hm.edu, www.hm.edu
[2] Hochschule München, +49 89 1265-3420, palm@hm.edu, www.hm.edu
* ISES-Institut, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lothstraße 34, 80335 München

Für die Modellierung der Energiesysteme wird die OO Bibliothek TransiEnt [3] eingesetzt. Wesentliche Parameter der Komponentenmodelle werden für ausgewählte Systemkomponenten kalibriert. Die darauf aufbauenden System-Modelle werden entsprechend des Standards FMI (Functional Mock-up Interface) als FMUs (Functional Mock-up Units) exportiert und können damit Skript-basiert in der „HSE Umgebung“ aufgerufen werden. Simulationsergebnisse zur „Planung virtueller Experimente“ sind damit als rechenintensive black-box Abfragen für die Python basierte Analyse und multikrierielle Optimierung (Multi Objective Optimization MOO), die auf dem Open-source Paket *paref* [4] basiert, verfügbar.

Die Werkzeugkette wird zunächst auf Komponentenebene und dann auf Systemebene validiert. Auf der Komponentenebene werden einzelne Komponenten vom Typ „Energiewandler“ und „Speicher“ kalibriert und anhand von Einzelkurven verglichen. Auf der Systemebene werden verschaltete Komponenten mit Parametersätzen parametrisiert und mit vorliegenden Ergebnissen einer validierten Modellierungs- und Simulationsumgebung verglichen.

Ergebnisse

Ergebnisse der Validierung auf Komponentenebene werden beispielhaft zunächst anhand einer Windkraftanlage (WKA) vom Typ Nordex N149 5.7MW vorgestellt, die mit bekannten Anlagekennwerten parametrisiert ist. Simulationen mit Windgeschwindigkeitsdaten für die Standorte München-Stadt und Höhenkirchen-Siegertsbrunn ergeben einen kumulierten Ertrag, der für den Zeitraum von einem Jahr um weniger als 5% von den Simulationsergebnissen der Software PSS®DE [5] abweicht. Nach gleicher Vorgehensweise wurden Photovoltaik-Freiflächen Anlagen (PV-FFA) mit 0,5 bis 2 MW Peak-Leistung parametrisiert und ausgewertet. Die Ergebnisse liegen innerhalb eines 5%-Fehlertoleranzbandes.

Im zweiten Schritt (der Systemvalidierung) wurden nach einem Szenario-basierten Testansatz zunächst einzelne Systemszenarien und Anwendungsfälle ausgewählt. Im vorliegenden Fall wurden Leistungsanforderungen einer ausgewählten süddeutschen Kommune mit ca. 11.000 Einwohnern und den für diese Kommune verfügbaren Lastprofilen verwendet und relevante WKA, PV-FFA und Batterie-elektrische Speichersystem (BESS) Komponenten anhand vorliegender Datenblätter parametrisiert und ausgewertet. Die Auswertungen zeigen im PSS®DE vs. Modelica Vergleich der Simulationsergebnisse in einzelnen Fällen Abweichungen um bis zu 10%. Bei Betrachtungen über einen Zeitraum von einem Jahr betragen die Abweichungen nach der Least-Mean-Square-Error Methode weniger als 5%.

Die Validierung auf Systemebene zeigt, dass die Open-Source Werkzeugkette bei tolerierten Abweichungen von circa 5% die Anforderungen an eine kostengünstige und transparente Energiesystemauslegung umfassend erfüllt. Ihre Verwendung stellt damit eine vielversprechende Alternative zu gängiger proprietärer Software zur Auslegung von Energiesystemen dar. Die vorgestellte Werkzeugkette ermöglicht Entscheidungsträgern auf kommunaler Ebene, transparente Entscheidungen auf Basis quantifizierter Trade-offs Pareto-optimaler Systemauslegungsvarianten zu treffen. Durch die Transparenz und die geringeren Kosten stellen Open-Source Werkzeuge eine geeignete Lösung für die Datenbeschaffung und deren Aufbereitung im Umfeld kommunaler Energiewende dar.

Zukünftige Forschungsarbeiten sollen die Werkzeugkette hinsichtlich deren Nutzerfreundlichkeit, Abbildung weiterer Anforderungen sowie über Validierungsstudien zur Sektorenkopplung voranbringen.

Referenzen

[1] Palm, Herbert & Holzmann, Jörg. (2018). Hyper Space Exploration A Multicriterial Quantitative Trade-Off Analysis for System Design in Complex Environment. 1-6. 10.1109/SysEng.2018.8544435.

[2] Stadler, Andreas & Mutzhas, Dominic & Vollmar, Jan & Palm, Herbert. (2022). Prozess und Werkzeugkette zur multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Energiesysteme. 10.13140/RG.2.2.24208.69122.

[3] Andresen, Lisa & Dubucq, Pascal & Peniche Garcia, Ricardo & Ackermann, Günter & Kather, Alfons & Schmitz, Gerhard. (2015). Status of the TransiEnt Library: Transient Simulation of Coupled Energy Networks with High Share of Renewable Energy. 10.3384/ecp15118695.

[4] Paref Package, https://paref.readthedocs.io/en/latest/ (2023-11-28)

[5] Siemens, Data Sheet PSS®DE. https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software.html (2023-11-28)

2.4.4. Analyse und Vergleich von Modellkopplungsvarianten für die Identifikation realisierbar-optimaler Energiesysteme

Christoph SCHIMECZEK[1], Laura TORRALBA-DÍAZ[2], Johannes KOCHEMS, Annika GILLICH, Kai HUFENDIEK

Inhalt

Fundamentale Modellansätze sind ein weit verbreiteter Ansatz zur Bestimmung optimaler zukünftiger Energiesysteme. Sie treffen jedoch implizite Annahmen über perfekte Voraussicht der Akteure und deren perfekten Wettbewerb. Daher können sie Einschränkungen und Verzerrungen echter Märkte, z. B. Unsicherheiten oder Verzerrungen durch Politikinstrumente, nur schwer abbilden. Dies führt zu einer als „Efficiency Gap“ [1] bezeichneten Diskrepanz zwischen den Ergebnissen von Fundamentalmodellen und realen Marktdynamiken. Wir untersuchen daher in [2] die Reduktion des Efficiency Gaps zur Identifikation optimaler Energiesysteme mit realisierbaren Marktdynamiken. Zu diesem Zweck koppeln wir ein optimierendes Fundamentalmodell mit einem agentenbasierten Simulationsmodell und evaluieren das Konvergenzverhalten und die Ergebnisse der Modellkopplung bei Verwendung verschiedener Kopplungsparameter. In diesem Beitrag werden zwei verschiedene Varianten einer Kopplung vorgestellt und deren Ergebnisse gegenübergestellt.

Methode

Wir koppeln zwei zuvor harmonisierte [1] Strommarktmodelle: das optimierende fundamentale E2M2 [3] und das agentenbasierte AMIRIS [4]. Die Kopplung ist bidirektional (siehe Abbildung 1): E2M2 bestimmt zunächst einen kostenminimalen Kraftwerkspark sowie einen optimalen Einsatz der Kapazitäten. Die ermittelten Kapazitäten werden an AMIRIS weitergeben, welches den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Förderprämien ermittelt. Die Förderprämien werden so bestimmt, dass die Investitions- und Betriebskosten nach Berücksichtigung der Markterlöse genau gedeckt sind. Konventionelle Kraftwerke und Speicher erhalten eine (fiktive) Kapazitätsprämie zum Ausgleich eventueller Refinanzierungsdefizite. Erneuerbare Technologien erhalten eine Marktprämie, deren Höhe jedoch Einfluss auf die Gebotslegung und damit die Erlöse hat. Dieser Rückkopplung wird durch ein iteratives Anpassen der Marktprämien Rechnung getragen (blaue Schleife in der Abbildung). Die innere Schleife wird verlassen, wenn die Refinanzierung aller erneuerbaren Kapazitäten genau erreicht ist (Toleranz: ±1%). Im Anschluss werden die aus dem Einsatz in AMIRIS resultierenden Kopplungsparameter an E2M2 zurückgegeben und für die nächste Iteration (orangene Schleife in der Abbildung) verwendet.

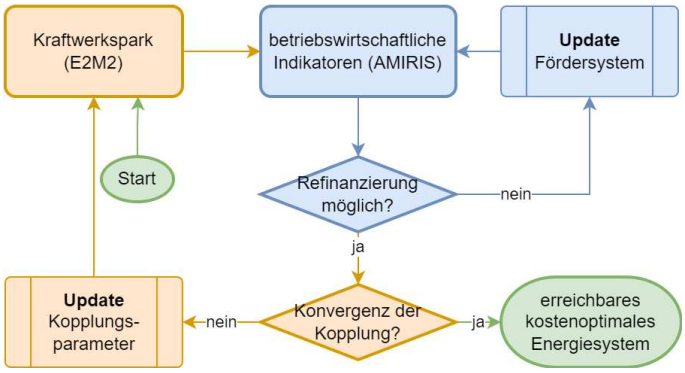


Abbildung 1: Bidirektionale Kopplung von E2M2 und AMIRIS

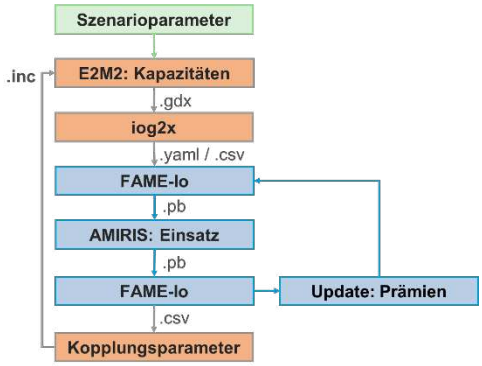


Abbildung 2: Automatisches Kopplungsskript

Abbildung 2 zeigt die vollständig automatisierte Modellkopplung. Python-Skripte übersetzen die Modellergebnisse für das jeweils andere Modell. Ein zentraler Workflow ruft die Modelle wechselseitig

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestr. 4 70563, Stuttgart, Deutschland, Christoph.Schimeczek@dlr.de
[2] Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland

auf. Die innere Modellschleife (blau) wird automatisiert verlassen, sobald Konvergenz erreicht ist. Für die äußere Modellschleife (orange) wird die Konvergenz der Modellergebnisse individuell geprüft.

Ergebnisse

Durch den suboptimalen Einsatz der Kapazitäten (insbesondere der Speicher) in AMIRIS kommt es in der ersten Iteration in AMIRIS zu Knappheiten. Um eine damit verbundene massive Verzerrung der Preise (und damit der Refinanzierungen) zu verhindern, stellt AMIRIS „Reservekapazität“ zu Kosten der teuersten konventionellen Technologie bereit. Dies führt zu höheren Systemkosten in AMIRIS im Vergleich zu denen in E2M2. Zudem entstehen auf Seiten der Endkunden in AMIRIS höhere Kosten als die Systemkosten, da einzelne Akteure auch Profite erwirtschaften können. Ziel der Modellkopplung ist es, Kapazitäten so zu bestimmen, dass bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgung geringst-mögliche Endkundenkosten entstehen. Zur Sicherstellung der Versorgung wird die in AMIRIS maximal fehlende Kapazität ermittelt und E2M2 mitgeteilt. Eine zusätzliche Gleichung in E2M2 bedingt dann einen vermehrten Ausbau der Kapazitäten in der nächsten Iteration (Kopplungsmethode „Kapazitäts-gleichung“). Da der Einsatz der Speicher in AMIRIS die Ursache für sowohl Profite einzelner Akteure als auch fehlende Kapazität ist, kann alternativ das Einsatzmuster der Speicher aus AMIRIS an E2M2 zur Berücksichtigung in der Folgeiteration übertragen werden. Auch dies bewirkt eine Steigerung der Kapazitäten in E2M2 (Kopplungsmethode „Speichereinsatz“). Der Einfluss der beiden Kopplungsmethoden auf die Modellergebnisse wurde für ein Testszenario untersucht. Das Testszenario ohne Bestandskraftwerke nimmt einen hohen CO_2-Preis von 355 €/t an und hat einen Anteil erneuerbarer Energie von etwa 80 %.

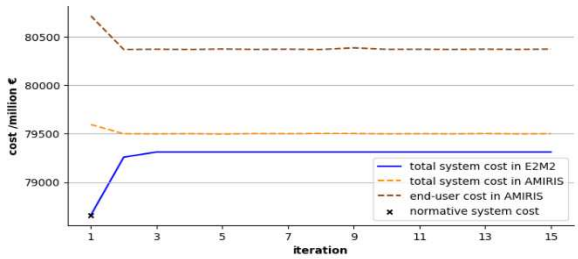


Abbildung 3: Kostenentwicklung über Iterationen mit Kopplungsmethode „Kapazitätsgleichung“

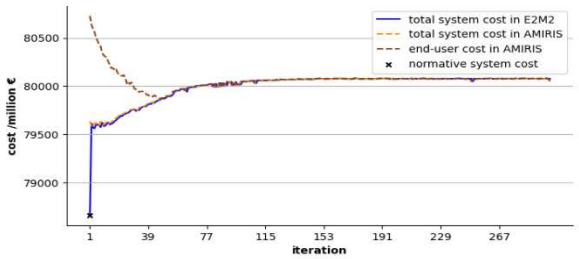


Abbildung 4: Kostenentwicklung über Iterationen mit Kopplungsmethode „Speichereinsatz“

Abbildungen 3 & 4 zeigen den Verlauf der Systemkosten und Endkundenkosten über die Modelliterationen für je eine der Kopplungsmethoden. Der Efficiency Gap wird durch die Differenz zwischen den in E2M2 bestimmten Systemkosten (blaue Linie) und den in AMIRIS gefundenen Endkundenkosten (braune Linie) veranschaulicht. Die Kopplung mittels Kapazitätsgleichung (Abb. 3) führt bereits nach weniger als 5 Iterationen der Modellkopplung zu stabilen Ergebnissen (Konvergenz der Kapazitäten), jedoch können die Endkundenkosten (braune Linie) nur geringfügig gesenkt werden. Dies liegt daran, dass E2M2 den Speichereinsatz aus AMIRIS nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund liegen die Systemkosten in E2M2 auch nach der Konvergenz unterhalb der in AMIRIS realisierten Systemkosten (gelbe Linie). Bei Kopplung der Modelle mittels des Speichereinsatzes wird das Einsatzverhalten der Speicher aus AMIRIS in E2M2 übernommen und die drei Kostenkurven konvergieren nach etwa 40 Iterationen der Modellkopplung. Allerdings stabilisieren sich Kosten und Kraftwerkspark erst nach etwa 130 Iterationen. Die Endkundenkosten hier liegen deutlich unterhalb den Endkundenkosten im Falle der Kopplung mittels Kapazitätsgleichung. In beiden Fällen liegen die Endkundenkosten oberhalb der Systemkosten in E2M2 im normativen System (erster Wert der blauen Linien, Kreuz) aber unterhalb denen, die für das normative System in AMIRIS gefunden wurden (erster Wert der braunen Linien). Beide Ergebnisse bilden nach Konvergenz also ein für Endkunden günstiger zu realisierendes Stromsystem ab. Wir stellen u. A. Kapazitäten & Emissionen für die durch die Modellkopplung gefundenen Systeme vor, und diskutieren deren Interpretation und Bedeutung für die Energiesystemanalyse.

Referenzen

[1] L. Torralba-Díaz et al. „Identification of the Efficiency Gap by Coupling a Fundamental Electricity Market Model and an Agent-Based Simulation Model”, Energies 13(15): 3920
[2] http://www.strise.de/projekte/projekte4000/
[3] N. Sun, „Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -Investitionen”, Universität Stuttgart, 2013
[4] Schimeczek et al., (2023). AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems. Journal of Open Source Software, 8(84), 5041

2.4.5. Multi-Criteria Energy System Optimization: Costs vs. Critical Materials

Karl-Kiên CAO[1], Lilli M. MARTENS[(*)2], Eugenio S. ARELLANO RUIZ, Steffen J. SCHLOSSER, Tobias NAEGLER

Content

The implementation of a climate-neutral energy supply can be realized by numerous commercially available technologies. Optimization models that determine the technology mix bottom-up on the basis of monetary costs are often used to draft corresponding energy system designs. In this step, the demand and availability of the required raw materials, are usually not taken into account although material bottlenecks can hamper the implementation of required infrastructure measures [1]. The novelty of the work presented is therefore the model-endogenous consideration of critical raw materials in energy system optimization in order to determine future energy system designs on the basis of various optimization criteria, such as costs and resources criticality.

Methodology

We use an instance of the modeling framework REMix [2]. It is parameterized mainly using a consistent data set for a highly renewable European electricity system [3]. Additionally, we extend the technological scope of the model by introducing sub-categories of the usual technology types. In other words, we distinguish different types of photovoltaics, wind energy converters and batteries with regard to their material demands, e.g., lithium nickel cobalt manganese oxide and lithium iron phosphate batteries. For each sub-category, the typical techno-economic data, such as investment costs is extended by a mass-weighted criticality factor. This criticality factor is derived from raw material proportions used for manufacturing [1] and based on state-of-the-art methods used to assess the criticality of raw materials [4,5]. Aggregated to the energy system level it serves as additional optimization objective besides the system costs. To observe pareto-optimal technology mixes we run REMix with different approaches for multi-criteria optimization, e.g., the augmented epsilon-constraint method.

Results

Figure 1 shows exemplary results of our proof-of-concept. It depicts the technology switch between two battery technologies in terms of power generation. The basis for the result is the expansion of storage capacities that are subject to different technology specific criticalities and techno-economic parameters. At an individual country level, we observe partial substitutions of lithium iron phosphate batteries by redox-flow batteries. Further results are as expected: If only the criticality of storage technologies is considered, the total amount of installed units decreases and the missing flexibility is compensated by expensive but uncritical power imports.

Next, we scale-up the model scope to scenarios at the European level and implement a broader set of sub-technologies for power generation, whereas the system criticality is expanded to photovoltaics and wind energy converters. Therefore, we expect to observe more significant technology substitutions.

[1] German Aerospace Center (DLR), Institute of Networked Energy Systems, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart, Germany, +49711 6862-459, karl-kien.cao@dlr.de, www.dlr.de/ve
[2] Hanze University of Applied Science, Zernikeplein 11, 9747 AS Groningen, The Netherlands

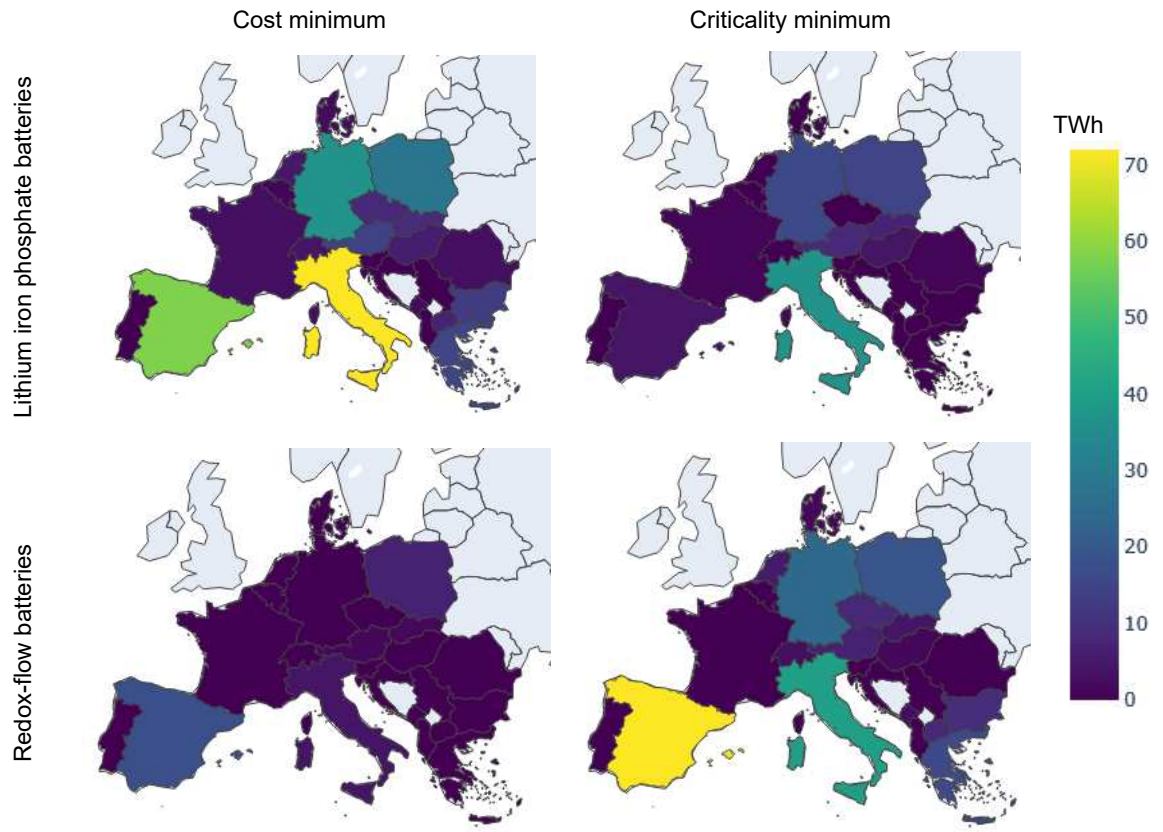


Figure 1: Power generation from lithium iron phosphate batteries (top) and redox-flow batteries (bottom) for energy systems with minimal system cost (left) and minimal criticality for an allowed cost increase of 2% opposed to the cost optimum (right).

References

[1] S. Schlichenmaier and T. Naegler, “May material bottlenecks hamper the global energy transition towards the 1.5 ◦C target?”, *Energy Reports*, pp. 14875-14887, 2022.

[2] M. Wetzel, E. S. A. Ruiz, J. Schmugge, A. Rubbert, F. Witte, S. Sasanpour, M. Yeligeti, J. Buschmann, F. Miorelli, K.-K. Cao, N. Wulff, H. Gardian, B. Fuchs, Y. Scholz, and H. C. Gils. “REMix: A GAMS-based framework for energy system optimization models”, *Journal of Open Source Software*, https://gitlab.com/dlr-ve/esy/remix (submitted)

[3] T. Jensen, P. Pinson. “RE-Europe, a large-scale dataset for modeling a highly renewable European electricity system”, *Sci Data* **4**, 170175 (2017).

[4] C. Helbig, A. M. Bradshaw, C. Kolotzek, A. Thorenz, A. Tuma, “Supply risks associated with CdTe and CIGS thin-film photovoltaics”, *Applied Energy,* pp. 422-433, Volume 178, 2016

[5] T. Terlouw, X. Zhang, C. Bauer, T. Alskaif, “Towards the determination of metal criticality in home-based battery systems using a Life Cycle Assessment approach”, *Journal of Cleaner Production*, pp. 667-677, Volume 221, 2019

2.5. PROGNOSEASPEKTE FÜR SYSTEMENTWICKLUNG

2.5.1. Methoden zur Ermittlung des Rohstoffbedarfs in Energiesystem-analysen

Kai SCHULZE(*)[1], Felix KULLMANN, Jann M. WEINAND, Detlef STOLTEN[2]

Motivation

Die aktuelle Transformation des Energiesystems induziert eine deutlich erhöhte Rohstoffnachfrage [1]. Neben Mengenrohstoffen wie Stahl oder Zement, werden viele der benötigten Rohstoffe aufgrund ihrer Verfügbarkeit und der mit ihrer Förderung verbunden Kosten sowie geopolitischen Risiken als kritisch eingestuft [2]. Maßgeblich von der Frage nach potenziellen Engpässen getrieben hat das Forschungsfeld rund um den Energie-Rohstoff-Nexus in den letzten Jahren deutlich an Aufmerksamkeit gewonnen [3]–[5]. Verdeutlicht wird diese Entwicklung unter anderem durch die aktuellen Veröffentlichungen der Internationalen Energieagentur, welche die Themen Lieferketten, Energiesicherheit und Rohstoffbedarf explizit als Schwerpunkte thematisieren [1], [6].

Innerhalb der letzten Dekade ist eine Vielzahl von Veröffentlichungen erschienen, welche sich mit der Ermittlung des Rohstoffbedarfs von Energiesystemen befassen. Dabei variieren die Analysemethoden teils erheblich und reichen von nachgelagerten Analysen bestehender Szenarien bis zu ersten Schritten der vollständigen Integration von Rohstoffbedarfen in Energiesystemmodelle. Basierend auf diesen Veröffentlichungen werden in der vorliegenden Studie aktuelle Herausforderungen ermittelt und Handlungsempfehlungen abgeleitet, um die zukünftige Ermittlung des Rohstoffbedarf von Energiesystemen zu erleichtern und zu verbessern.

Methodik

Mithilfe einer systematischen Literaturrecherche wurden rund 200 relevante Veröffentlichungen identifiziert und hinsichtlich der verwendeten Methodik ausgewertet und kategorisiert. Nach Anwendung von zuvor definierten Ausschlusskriterien wurden 72 Publikationen detailliert analysiert und verglichen. Der überwiegende Teil der untersuchten Veröffentlichungen wurde in Fachzeitschriften publiziert, zusätzlich wurden ebenfalls Publikationen in grauer Literatur berücksichtigt. Diese haben einen Anteil von rund 10 % an der Gesamtmenge der analysierten Veröffentlichungen.

Alle Veröffentlichungen wurden basierend ihrer Methodik in eine von fünf Kategorien eingeordnet:

- Explorative Literaturrecherchen, welche basierend auf verschiedenen Publikationen qualitative Empfehlungen in Form von „Was wäre, wenn…?“ entwickeln.
- Ex-post Szenarioanalysen, welche bestehende Szenarien oder die Ergebnisse von Energiesystemmodellen nutzen, um mit Hilfe spezifischer Materialbedarfe den Gesamtmaterialbedarf des Energiesystems oder ausgewählter Technologien zu bestimmen.
- Modellgestützte ex-post Analysen erweitern den zuvor beschriebenen Ansatz um den Einsatz eines Materialfluss-Modells und ermöglich dadurch teils detailliertere Analysen und den Ausgleich von Datendefiziten.
- Analysen mit Soft-Linking vernetzen mehrere Modelle durch die (iterative) Verwendung der Ergebnisse eines Modells als Inputdaten für das nachfolgende Modell.
- Analysen mit Hard-Linking nutzen eine Methodik, bei welcher mehrere Modelle mit verschiedenen Funktionen zeitgleich ausgeführt werden und dabei permanent auf die

[1] Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH
[2] Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen University
Forschungszentrum Jülich GmbH (IEK-3), Tel. +49 151-70402534, k.schulze@fz-juelich.de, http://www.fz-juelich.de/iek/iek-3

Informationen der anderen Modelle zugreifen können bzw. diese in ihre Ergebnisse einbeziehen.

Erste Ergebnisse und Ausblick

Die Analyse der Veröffentlichungen zeigt, dass bisher hauptsächlich die nachgelagerte Auswertung (ex-post) von bestehenden Szenarien oder Ergebnissen von Energiesystemmodellen erfolgte, und die Anzahl der modellgestützten Analysemethoden seit einigen Jahren zunimmt. Ebenso existieren bereits erste methodische Ansätze aus den Bereichen Soft- und Hard-Linking.

Über alle untersuchten Veröffentlichungen hinweg zeigt sich eine starke Dominanz von kosteneffizienten Szenarien als Eingangsdaten, welche gerade bei ex-post Analysen zu einer verzerrten Abbildung der reellen Materialbedarfe führen kann. Diese Dominanz wird durch die Verwendung der gleichen Szenarien aus einzelnen Studien in einer Vielzahl verschiedener Analysen noch verstärkt. Werden aufgrund von Datendefiziten unterschiedliche Szenarien für eine Analyse kombiniert, steigt hingegen das Risiko eines inkonsistenten Gesamtszenarios. Weiter zeigt die Auswertung der Veröffentlichungen, dass Unsicherheiten innerhalb der Eingangsdaten und ein unzureichender Umfang der untersuchten Technologien, Materialien und Sektoren sowie des untersuchten Zeitraums weiterhin große Herausforderungen für die Analyse der Rohstoffbedarfe darstellen.

Während einige dieser Herausforderungen mit bereits bekannten Maßnahmen gelöst werden können, bedarf es für die vollumfängliche Analyse des Rohstoffbedarfs von Energiesystemen in Zukunft neuer Lösungen. Eine dieser Lösungen stellt die Methode der multikriteriellen Optimierung dar. Diese erlaubt die zeitgleiche Berücksichtigung von Kosten und Rohstoffbedarfen im Rahmen der Optimierung des Energiesystems.

Referenzen

[1] IEA, Hrsg., „Energy Technology Perspectives 2023“, Energy Technology Perspectives, Jan. 2023.
[2] P. Buchholz und T. Brandenburg, „Demand, Supply, and Price Trends for Mineral Raw Materials Relevant to the Renewable Energy Transition Wind Energy, Solar Photovoltaic Energy, and Energy Storage“, Chemie Ingenieur Technik, Bd. 90, Nr. 1–2, S. 141–153, 2018, doi: 10.1002/cite.201700098.
[3] K. Tokimatsu u. a., „Energy modeling approach to the global energy-mineral nexus: Exploring metal requirements and the well-below 2 °C target with 100 percent renewable energy“, Applied Energy, Bd. 225, S. 1158–1175, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.047.
[4] Elshkaki und L. Shen, „Energy-material nexus: The impacts of national and international energy scenarios on critical metals use in China up to 2050 and their global implications“, Energy, Bd. 180, S. 903–917, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.156.
[5] N. Srivastava und A. Kumar, „Minerals and energy interface in energy transition pathways: A systematic and comprehensive review“, Journal of Cleaner Production, Bd. 376, S. 134354, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.134354.
[6] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2022“, International Energy Agency, 2022.

2.5.2. On the Importance of Accurate Demand Representation in Large Scale Energy System Models: Hourly Profiles and Socio-Economic Dynamics

David CARDONA-VASQUEZ[1], Nejla VELJOVIC, Sonja WOGRIN

Energy system models are large-scale representations of real-world systems that rely heavily on mathematical optimization techniques to represent the interactions between the components of a system and are widely used as tools in the decision- and policymaking processes; however, they do not come without their limitations, as the current changes and trends in power systems have shown. On the one hand, energy system models require certainty concerning their input parameters or at least clearly defined statistical properties, and they are affected by the curse of dimensionality when more detailed representations are required, as is the case when representing variable renewable energy sources. In this work, we highlight how the uncertainty about the input parameters, particularly demand, leads to significant changes in the results obtained from the models; we use an in-house bi-hourly model of the Austrian power system and show how even a slight reduction in demand, because of an energy saving policy from example, or a shift in the patterns of consumption, due to increased adoption of electric vehicles, lead to different investment and operational decisions.

Motivation

One typical example where consumption patterns change drastically for a household is related to electric vehicles -EV-; the adoption of EV has the potential to disrupt electricity demand if planners and operators do not adequately consider its impact; for example, in a recent study in Phoenix, USA [1]; showed that household electricity consumption increased significantly after EV adoption, and, between hours 20 and 5, it doubled. The authors also showed that a co-adoption of EV and photovoltaic panels -PV- led to an overall decrease in electricity consumption. In another study [2], more technical aspects concerning the integration of Low Carbon Technologies -LCT- were analyzed; their results suggest that during winter, the grids will be stressed the most due to changes in electricity demand. Unfortunately, these aspects of electricity demand modeling are often overlooked in large-scale ESM, leading to an increased model risk.

This work aims to illustrate the importance of detailed modeling concerning electricity demand while running large-scale ESM. These models provide stakeholders with insight into power systems' evolution and help design policies to steer a system toward a desired goal. In our analyses, we use the model and results obtained from the work in the MILES project [3], where a full-year model with two-hour time steps was developed. In MILES, the goal was to analyze which would be an adequate mix of technologies and storage capacity for the Austrian power system in the year 2030; then, using this as a base case, we proceed to evaluate different scenarios for demand modeling and compare the decisions and results suggested by the model; in this work, we will consider two scenarios, first, an energy saving setting, and second, a redistribution of patterns in energy consumption due to an increased share of EV. As we will see, these two scenarios represent minor alterations to the overall demand but lead to noticeable changes in the investment and operational decisions.

References

[1] J. Liang, Y. (Lucy) Qiu, and B. Xing, “Impacts of the co-adoption of electric vehicles and solar panel systems: Empirical evidence of changes in electricity demand and consumer behaviors from household smart meter data,” *Energy Econ.*, vol. 112, no. May 2021, p. 106170, 2022.

[2] N. Damianakis, G. R. C. Mouli, P. Bauer, and Y. Yu, “Assessing the grid impact of Electric Vehicles, Heat Pumps & PV generation in Dutch LV distribution grids,” *Appl. Energy*, vol. 352, no. June, p. 121878, 2023.

[3] T. Klatzer, D. Cardona-Vasquez, M. Pauritsch, V. Hacker, and S. Wogrin, “MILES - Mittel- und Langzeitspeicher im österreichischen Elektrizitätssystem 2030,” in *18. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION*, 2024.

[1] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, +43 316 873 7901., iee@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

2.5.3. Erstellung von Langzeitprognosemodellen industrieller, elektrischer Lastgänge mittels Kurzzeitmessung und Gauss‘scher Prozesse

Marta Sophia POTYKA[1], Peter SCHEGNER

Inhalt

Die Anforderungen an industrielle Unternehmen bezogen auf einen effizienten Umgang, beispielweise mit elektrischer Energie, steigen stetig. Deren Umsetzung kann ein Energiemanagement nach DIN EN ISO 500001 [1] erleichtern. Dafür ist es vorteilhaft, sich auf elektrische Messwerte des gesamten Lastganges und einzelner technischer Anlagen über mindestens ein Jahr zu stützen. Somit können auch saisonale Komponenten berücksichtigt werden. Doch zumeist existiert eine solche Datengrundlage nicht, da sie gemäß DIN EN ISO 50001 nicht zwingend erforderlich ist und die wenigsten Unternehmen diese zeit- und kostenaufwendige Messung freiwillig durchführen lassen. Daher wird ein Langzeitprognosemodell elektrischer Lastgänge über ein Jahr erstellt, das als Trainingsdatensatz nur eine Messung von vier Wochen benötigt. Weil künstliche neuronale Netze erst mit steigender Anzahl an Trainingsdaten immer genauer werden und auch Regressionsmethoden mit der Randbedingung einer Kurzzeitmessung keine adäquaten Prognosegüten erreichen, soll das Modell mittels Gauß’scher Prozesse (GP) als eine stochastische Methode aufgebaut werden.

Methodik

Im Paper werden zunächst frei verfügbare Wetterparameter und aus dem Zeitstempel generierte Zeitparameter als potentielle Eingangsparameter untersucht. Danach werden die Daten vorverarbeitet und mittels einer Lastklassifikation unterteilt. Mit letzterer kann der Datensatz in charakteristische Leistungszeitbereiche geordnet werden, um diese einzeln und damit genauer modellieren zu können. Für die Teildatensätze wird je ein eigenes GP-Modell aufgestellt und am Ende alle prognostizierten Daten zu einem Datensatz zusammengefügt. GPs zeichnen sich durch die Wahl ihres Kernels aus [2]. Daher werden verschiedene Kernel sowie Kombinationen von ihnen untersucht. Des Weiteren optimiert der erstellte Algorithmus die Hyperparameter des Modells. Für eine bessere Vergleichbarkeit zu anderen Veröffentlichungen werden zur Evaluation der Ergebnisse vier Kriterien für die Prognosegüte herangezogen: MAPE, nMAE, nRMSE und r_{E}. Die zugehörigen Definitionen finden sich in Gl. (1) – (4) wieder. $P_{\mathrm{progn}\,t}$ steht dabei für die prognostizierte Leistung zum Zeitschritt t, $P_{\mathrm{wahr\,t}}$ für die wirklich eingetretene Leistung zum Zeitschritt t, P_{max} für die maximale Leistung des Datensatzes, P_{mittel} für die durchschnittliche Leistung des Datensatzes, E_{progn} für die prognostizierte Energie und E_{wahr} für die wirklich eingetretene Energie über ein Jahr. n ist die Gesamtanzahl von Zeitschritten. Jedes Gütekriterium weist einen anderen Normierungswert auf. So bezieht sich der MAPE auf die aktuelle, der nMAE auf die maximale und der nRMSE auf die durchschnittliche Leistung. Das letzte Gütekriterium, r_{E}, bewertet nicht die Leistung, sondern den relativen Fehler der prognostizierten Energie. Damit das Modell nicht nur anhand eines Datensatzes aufgestellt und evaluiert wird, werden drei verschiedene mittelständige Unternehmenstypen untersucht.

$$\mathrm{MAPE} = \frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}\left|\frac{P_{\mathrm{progn}\,t} - P_{\mathrm{wahr}\,t}}{P_{\mathrm{wahr}\,t}}\right| \cdot 100\ \% \tag{1}$$

$$\mathrm{nMAE} = \frac{\frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}\left|P_{\mathrm{progn}\,t} - P_{\mathrm{wahr}\,t}\right|}{P_{\mathrm{max}}} \cdot 100\ \% \tag{2}$$

1 TU Dresden, Mommsenstraße 10 01069 Dresden, +49 351 463-43203, marta_sophia.potyka@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/ev/die-professur

$$\mathrm{nRMSE} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}(P_{\mathrm{progn}\,t} - P_{\mathrm{wahr}\,t})^2}}{P_{\mathrm{mittel}}} \cdot 100\ \% \tag{3}$$

$$r_{\mathrm{E}} = 100\ \% \cdot \left(\frac{E_{\mathrm{progn}}}{E_{\mathrm{wahr}}} - 1\right) \tag{4}$$

Ergebnisse

Als geeignetste Eingangsparameter stellten sich überwiegend Zeitparameter heraus, wie beispielsweise die Stunde des Tages und der Wochentag. Für jedes untersuchte Unternehmen fanden sich zudem verschiedene charakteristische Leistungszeitbereiche. Die Ergebnisse der jeweiligen Prognosemodellvarianten wurden mittels der vier Gütekriterien miteinander verglichen und die jeweils am genauesten prognostizierende Modellvariante für jeden charakteristischen Leistungszeitbereich ausgewählt. Die höchsten Prognosegüten ergaben sich bei Addition mehrerer Kernel.

Abbildung 1 dient als Beispiel für das Unternehmen 1. Es ist die prognostizierte und die tatsächlich eingetretene elektrische Wirkleistung P über die Zeit t dargestellt. Die Vorhersage wurde für ein Jahr durchgeführt, auch wenn der Übersicht wegen nur eine Woche abgebildet ist. Die Abweichung der beiden Kurven ist für die anspruchsvolle Randbedingung eines geringen Trainingsdatensatzes über vier Wochen sehr gering. Diese umfassen zwei Wochen aus dem Sommer und zwei aus dem Winter.

Im Paper werden die entwickelten Modelle detaillierter vorgestellt und die resultierenden Prognoseergebnisse bewertet.

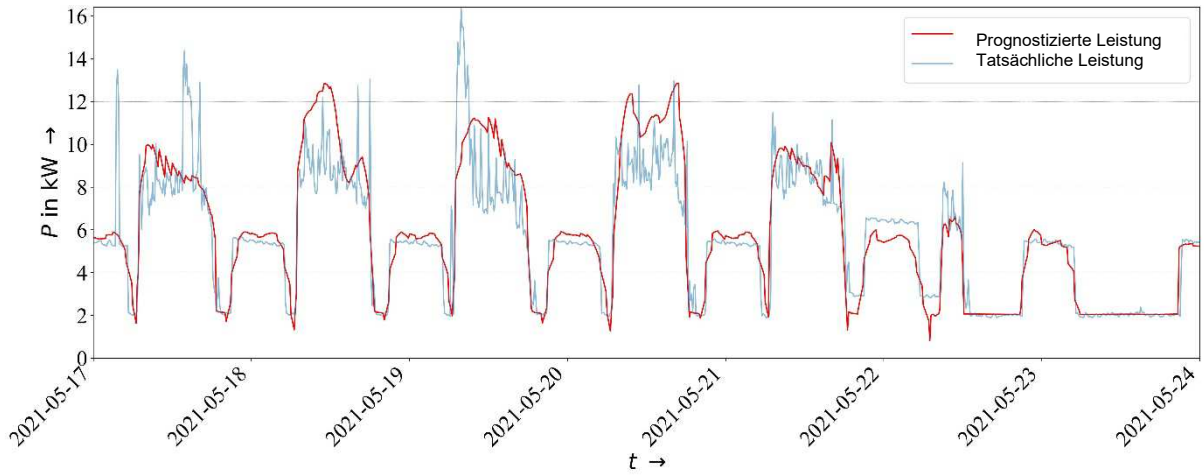


Abbildung 1: Lastgang von Unternehmen 1 über eine Woche mit prognostiziertem und tatsächlichem Leistungsverlauf.

Referenzen

[1] DIN EN ISO 50001: “Energiemanagementsysteme - Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung“, 2018.
[2] C. E. Rasmussen und C. K. I. Williams, “Gaussian Processes for Machine Learning”, the MIT Press, 2006.

2.5.4. Flexible und akkurate Zeitreihenvorhersagen zur Anwendung in Strommarktsimulationen

Felix NITSCH[1], Christoph SCHIMECZEK

Inhalt

Zeitreihen sind wichtige Parameter für viele Simulationsmodelle in der Energiesystemanalyse. Manchmal liegen diese jedoch nicht vollständig vor oder können erst während der Modelllaufzeit ermittelt werden. In diesen Fällen sind Zeitreihenvorhersagen von großer Bedeutung. Insbesondere in Strommarktsimulationen, wie zum Beispiel dem agenten-basierten Modell AMIRIS [1], müssen akkurate Preisvorhersagen vorliegen, damit die implementierten Agenten ihre Betriebsstrategien optimieren können. Mit der Bereitstellung dieser Vorhersagen sind folgende Anforderungen verknüpft: die Methoden müssen A) *flexibel sein* und robuste Vorhersagen treffen können, B) Vorwissen einbinden können und *erklärbar* sein und C) auch unter Unsicherheit zuverlässig und *akkurat* bleiben. Maschinelles Lernen ist eine vielversprechende und leistungsstarke Methode für diese Art der Problemstellung, bringt in den genannten Punkten jedoch auch einige Herausforderungen mit sich.

Methodik

Wir zielen darauf ab, diese Herausforderungen im Bereich des maschinellen Lernens durch die Bewältigung eines skalierbaren Anwendungsproblems in der Energieforschung anzugehen, siehe Abbildung 1. Konkret werden mithilfe von neuronalen Netzen Strompreise im Energiemarktmodell AMIRIS prognostiziert. Das übergeordnete Ziel besteht darin, flexible und robuste NN-Architekturen zu entwickeln, die gleichzeitig erklärbar sind. Ein zusätzlicher Fokus liegt auf der präzisen Kalibrierung von Unsicherheiten für untrainierte Daten aus AMIRIS. Dies ermöglicht die Untersuchung, ob diese Unsicherheiten die Vorhersage des komplexen Anwendungsproblems beeinflussen könnten.

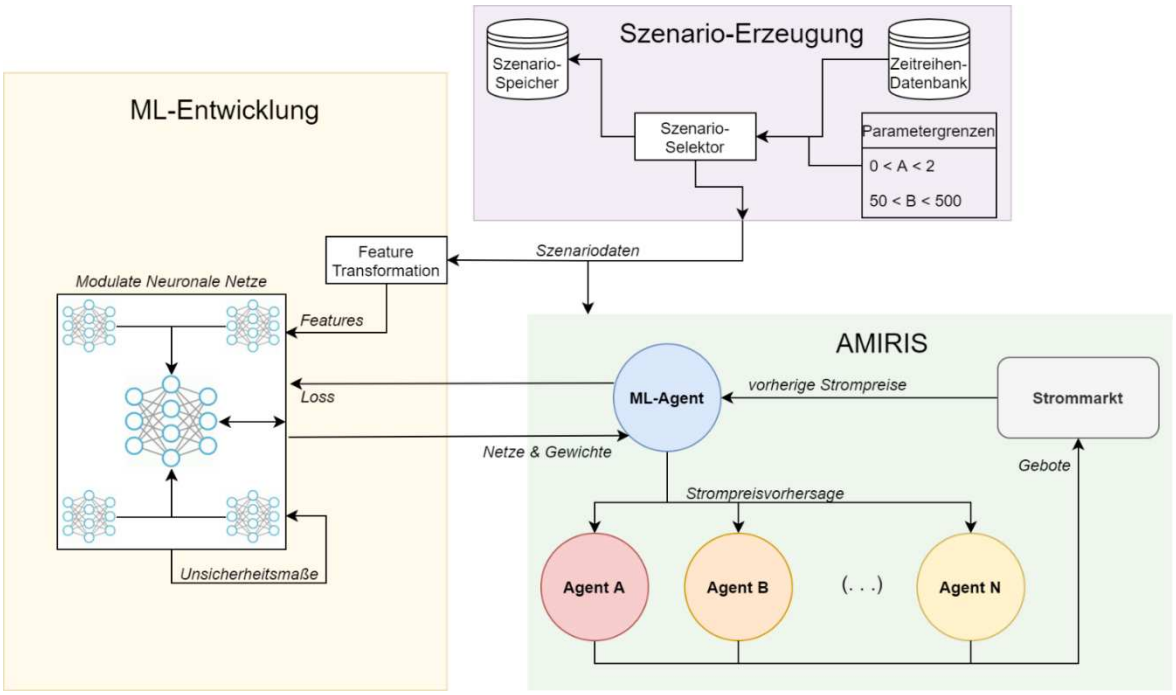


Abbildung 1: Zusammenspiel der Szenarioerzeugung [2], des Anwendungsmodell AMIRIS [1] und der Entwicklung des maschinellen Lernens [3]

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart +49 711 6862-8865, felix.nitsch@dlr.de, www.dlr.de/ve

Ergebnisse

Der entwickelte Szenariogenerator scengen [2] erzeugt automatisiert Parametrisierungen für AMIRIS. Parameter werden dabei innerhalb vorgegebener Grenzen zufällig ausgewählt. Dies ermöglicht die Erstellung umfangreicher Datensätze, mit denen unterschiedliche Architekturen des maschinellen Lernens trainiert und getestet werden. In Vorarbeiten wurden etablierte Architekturen eingesetzt und auf ihre Anwendbarkeit untersucht. In Abbildung *2* ist die Vorhersagegüte eines modernen TFT-Netzes [4] in Systemen mit unterschiedlichem Photovoltaik- und Windenergieausbau dargestellt. Aufgabe des neuronalen Netzes ist es, die Day-Ahead Strompreise der nächsten 24 Stunden vorherherzusagen. Es zeigt sich, dass die Fehler mit höherer Windkapazität tendenziell niedriger sind. Der Ausbau der Photovoltaik hat in dieser Konfiguration keinen klaren Einfluss auf die Höhe der Fehler. Zudem ist die Auswahl des Trainingsdatensatzes eine wichtige Größe für die Performanz der Vorhersage. Anwendungen, welche sich strukturell vom Trainingsdatensatz unterscheiden, schneiden schlechter ab. Daher ist ein umfangreicher Szenarioraum und ein breit trainiertes Netz essentiell für die Anwendbarkeit dieser Methode in Strommarktsimulationen. In den nächsten Schritten werden eigene modulare Netzarchitekturen entwickelt und hinsichtlich der kritischen Modellparameter, wie z. B. Auswahl der Eingabedaten, Länge des Vorhersageintervalls, und Hyperparametereinstellungen, weiter untersucht. Dadurch sollen die erwähnten Anforderungen bezüglich Flexibilität, Erklärbarkeit und Genauigkeit adressiert werden. Parallel werden die trainierten Netze einem speziellen entwickelten Vorhersage-Agenten in AMIRIS zugänglich gemacht. Dieser soll die modellendogene Vorhersagequalität deutlich erhöhen.

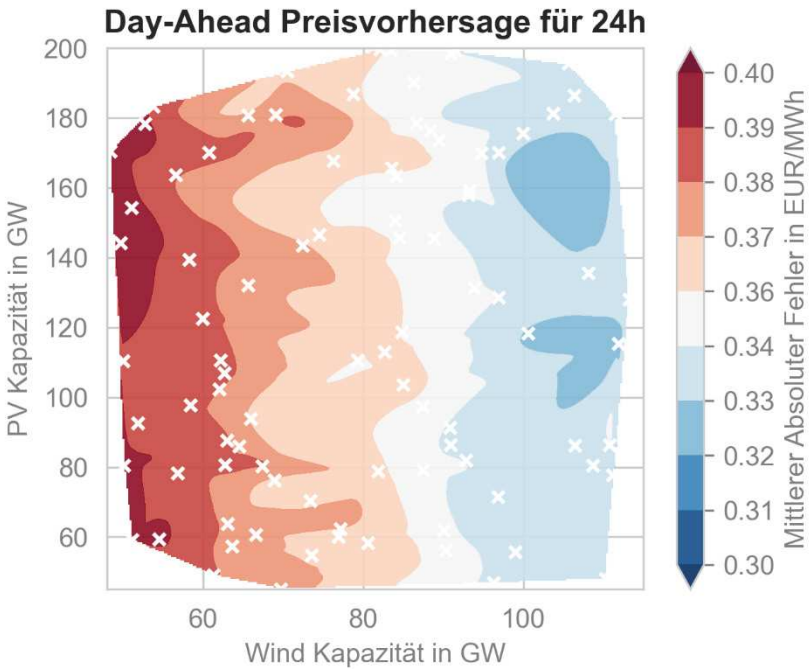


Abbildung 2: Day-Ahead Strompreisvorhersage eines maschinellen Netzes, welches die nächsten 24 Stunden vorhersagen soll. Dargestellt sind gemittelte mittlere absolute Fehler über einen Simulationszeitraum eines Jahres. Werte zwischen den Modellläufen (weiße Markierungen) wurden interpoliert.

Referenzen

[1] C. Schimeczek *et al.,* "AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems," *JOSS*, vol. 8, no. 84, p. 5041, 2023, doi: 10.21105/joss.05041.
[2] F. Nitsch, U. Frey, and C. Schimeczek, "scengen: A Scenario Generator for the Open Electricity Market Model AMIRIS," 2023, doi: 10.5281/zenodo.8382790.
[3] [F. Nitsch, "focapy: Timeseries forecasting in Python," 2023, doi: 10.5281/zenodo.7792750.
[4] B. Lim, S. Ö. Arık, N. Loeff, and T. Pfister, "Temporal fusion transformers for interpretable multi-horizon time series forecasting," *International Journal of Forecasting*, 2021.

2.6. STROMMARKT- UND PREISENTWICKLUNGEN

2.6.1. Verschiebung des Atomausstiegs in Deutschland: Ein kluger Schachzug in der europäischen Energiekrise?

Dimitrios GLYNOS[1]

Überblick

Der Atomausstieg, ein Eckpfeiler der deutschen Energiewende, stand während der Energiekrise 2022 auf der Kippe. Angesichts der unsicheren Gasversorgung und möglicher Engpässe beschloss die Bundesregierung, den Atomausstieg um dreieinhalb Monate zu verschieben. So wurden die letzten drei deutschen Kernkraftwerke nicht Ende 2022 stillgelegt, sondern liefen mit den verbliebenen Brennelementen im sogenannten Streckbetrieb bis zum 15. April 2023 weiter. Dieses Datum markiert gemäß der 19. Novelle des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) das Ende des Atomzeitalters in Deutschland. Mit dieser strategischen Anpassung der Politik wurde eine Erhöhung der Energieversorgungssicherheit angestrebt, die im Einklang mit den nationalen Zielen und den Bestrebungen der Europäischen Kommission zur Senkung des Gasverbrauchs stand [1]. In dem Vortrag auf dem 18. Energiesymposium Energieinnovation werden die Auswirkungen dieser dreieinhalbmonatigen Verlängerung auf den deutschen und europäischen Strommarkt und das Stromsystem umfassend diskutiert.

Methodik

Unter Anwendung des Strommarktmodells ELTRAMOD und des Netzoptimierungsmodells ELMOD [2] wurde das historische Marktgeschehen und die Netzsituation im Verlängerungszeitraum (1. Januar bis 15. April 2023) rekonstruiert. Dabei wurden Vergleiche mit dem kontrafaktischen Szenario des planmäßigen Atomausstiegs im Jahr 2022 sowie mit hypothetischen Szenarien mit erhöhter Atomkraftwerkskapazität angestellt. Drei Aspekte stehen dabei im Vordergrund: Erstens die Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Verringerung der Gasverstromung, die angesichts der drohenden Gasknappheit von entscheidender Bedeutung ist, und die Verringerung von Netzengpässen, die sich im Umfang von Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch widerspiegelt. Der zweite Aspekt ist die wirtschaftliche Bilanz dieser Entscheidung. Hierbei werden die Preise, die Wohlfahrt der europäischen Länder und die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Technologien in Bezug auf die installierte Kapazität von Atomenergie im deutschen Kraftwerkspark untersucht. Der dritte Schwerpunkt der Studie widmet sich systemischen Betrachtungen im Zusammenhang mit der Kapazität der deutschen Atomkraftwerke (AKW) und dem Erzeugungsmix im integrierten europäischen Markt in einem System mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien (EE) [3]. In diesem Zusammenhang werden verschiedene Wetterjahre untersucht, um die Ergebnisse der Analyse für diesen speziellen Zeitraum in 2023 zu verallgemeinern und Einblicke in das komplexe Zusammenspiel von energiepolitischen Entscheidungen, Marktdynamik und der sich entwickelnden Energielandschaft in Deutschland und Europa zu geben.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Laufzeitverlängerung der letzten drei Atomkraftwerke in Deutschland im sogenannten Streckbetrieb den durchschnittlichen Strompreis in Deutschland im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario des planmäßigen Ausstiegs Ende 2022 um fast 9 Euro pro MWh gesenkt hat. Deutschland sparte fast 10% seiner Stromproduktion aus Gas ein, das entspricht 1,6 TWh, das übrige Europa weitere 1,3 TWh. Die Wohlfahrt ist durch dies Entscheidung in allen europäischen Ländern im Modell gestiegen. Darüber hinaus hat die Verschiebung des Atomausstiegs die Netzengpässe in Westdeutschland verringert und damit die Versorgungssicherheit erhöht. Die letzten drei Kernkraftwerke hätten bei voller Auslastung eine weitere Entlastung des Hauptüberlastungspunktes bewirken können.

[1] Technische Universität Dresden, Professur für Energiewirtschaft, 01062 Dresden, Deutschland, Telefon: + 49 351 463 39764, Fax: + 49 351 463 39764, E-Mail: dimitrios.glynos@tu-dresden.de, www.ee2.biz

Das Szenario mit sechs AKW weist allerdings die höchste Anzahl an überlasteten Leitungen und die höchste Abregelung von Erneuerbaren auf. In diesem Szenario wurden die EE-Anlagen aufgrund der höheren Einspeisung der Atomkraftwerke im Nordwesten häufiger abgeregelt. Insgesamt schneidet dieses Szenario mit der maximalen AKW-Kapazität in Deutschland auch bei der Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien und der flexiblen Kraftwerke am schlechtesten ab.

Zusammenfassung und Fazit

Mittels eines linearen Optimierungsmarktmodells und eines Netzmodells für das europäische Stromnetz wurden die facettenreichen Auswirkungen der Entscheidung der deutschen Bundesregierung zur Laufzeitverlängerung der letzten drei Atomkraftwerke im sogenannten Streckbetrieb untersucht. Die Verschiebung des Ausstiegs aus der Atomenergie war eine pragmatische Entscheidung inmitten der Energiekrise von 2022-2023. Ohne die drei letzten Atomkraftwerke wäre der durchschnittliche Strompreis im ersten Quartal 2023 in Deutschland um etwa 9 Euro pro MWh höher gewesen, und Deutschland und Europa wären bei der Stromerzeugung stärker auf Kohle und Erdgas angewiesen gewesen. Der Bedarf an positivem und negativem Redispatch für das Netzengpassmanagement wäre ebenfalls gestiegen. Die positiven Auswirkungen des verzögerten Atomausstiegs wären noch größer gewesen, wenn die Kraftwerke mehr Vorbereitungszeit gehabt hätten, um eine höhere Verfügbarkeit ihrer Kapazitäten zu gewährleisten. Natürlich waren die Energiekrise und die drohende Erdgasknappheit unvorhergesehene und schwer zu prognostizierende Herausforderungen, die die langfristige Energiewende-Strategie eines Landes nicht beeinflussen können. Darüber hinaus sind die praktischen Auswirkungen, die Kosten und die externen Abhängigkeiten, die mit der Atomenergie verbunden sind, nach wie vor wichtige Faktoren für die künftige Rolle der AKW in der Energielandschaft. Die Analyse zeigt, dass bei einer erneuten Erhöhung der Kapazität der Atomkraftwerke in Deutschland die erneuerbaren Energien häufiger abgeregelt werden und deren Wirtschaftlichkeit sowie jene anderer flexibler Kraftwerke leidet.

Referenzen

[1] Möst, D., Lorenz, L. and Glynos, D. ‘Versorgungssicherheit braucht Diversifizierung’. Z Energiewirtsch 47, 20–25, Oct 2023, doi: 10.1007/s12398-023-0928.

[2] Jenkins, J.D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R.B., Ganda, F., De Sisternes, F., Botterud, A.: ‘The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy.’ Applied Energy 222, 872–884 (2018), doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.

[3] Lieberwirth, M., Hobbie, H., ‘Decarbonizing the industry sector and its effect on electricity transmission grid operation- Implications from a model based analysis for Germany’, Journal of Cleaner Production 402, 136757 (2023), doi: 10.1016/j.jclepro.2023.136757.

2.6.2. Nationale elektrische Energieversorgung – multiple nachhaltige Systeme

Manfred BENTHAUS, Lachlan GOSPER(*)

Anthropogen nutzbare elektrische Energie ist kein Naturprodukt, energetisch ist immer eine natürliche Primärenergie die Basis. Weltweit gibt es keinen Primärenergiemangel für die elektrischen Energieerzeugung, wesentlicher Einflussfaktor sind jedoch die Anforderungen an die genutzte Primärenergie.

Die Energiebereitstellung begann im ausgehenden 19. Jahrhundert und führte zu einem bedeutenden Wachstum in den beteiligten Volkswirtschaften. [1]

Die anthropogene Herstellung bedarf notwendig einer geeigneten Technologie. Sie besteht derzeit weltweit wesentlich aus den Teiltechnologien Erzeugung und Transport. Dabei bündeln die Erzeugungsanlagen an ausgewählten Standorten den individuellen Energiebedarf von vielen Nutzern und eine Transportnetzstruktur übernimmt den Energietransport zum einzelnen Nutzer. Letztere ist, nur bedingt durch die Erzeugungsbündelung, eine notwendige Teiltechnologie. [1]

Die derzeitige Technologie, Großkraftwerke in Kombination mit Großflächennetzen, führt zu zwei systeminhärenten Problemkreisen, die international gesellschaftsrelevant geworden sind. Es handelt sich um die Erzeugungsanlagen, speziell in den Wirkungen im anthropogenen Treibhauseffekt, und um die Energietransportnetze, speziell in den national/internationalen Blackout-Risiken.

Um diese Problemkreise, bei unveränderter Energieversorgung der Nutzer, zu eliminieren wird eine grundlegende Axiomatik [2] für nationale elektrische Energieversorgungssysteme eingeführt [3]

Axiom I – Elektrische Energieversorgungssysteme (EVS) dürfen nur

natürliche Primärenergieströme in Kombination mit einer

klimaneutralen Energiewandlungstechnologie nutzen

Axiom II – Elektrische EVS dürfen keine systeminhärenten Risiken enthalten, die zu signifikanten Produktausfällen führen können

Axiom III – Elektrische EVS dürfen nur von Organisation geführt werden, die primär nicht nach dem betriebswirtschaftlichen Gewinnprinzip arbeiten,

sondern ökologische „No-Net-Loss“ – Ansätze entwickeln

Dies ist die Basis zur Bildung multiple nachhaltiger EVS. Der Schlüssel zur Umsetzung ist die Überführung in eine zunehmende Kleinskaligkeit in den zugrundeliegenden Energiezellen in Kombination mit einer anthropogenen energetischen Autarkie eben dieser Zellen.

Für die Umsetzung ist es notwendig, den Nutzer mit seinen Anforderungen ins Zentrum zu stellen. Dies bedeutet für den Gestaltungsprozess von elektrischen EVS eine Kausalitätsumkehr:

Vergangenheit	Technologie	$\Rightarrow$	Nutzerversorgung
Zukunft	Nutzerversorgung	$\Rightarrow$	Technologie

Die Vertauschung von Ursache und Wirkung führt zur Situation, dass aus den gesellschaftlichen Anforderungen zu klimatischen Wirkungen und volkswirtschaftlichen Risiken mögliche Technologien folgen.

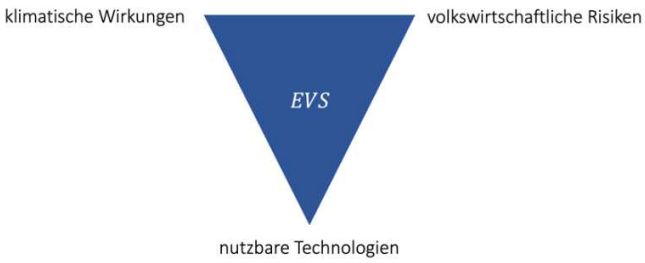


Abbildung 1: Klimatischer und volkswirtschaftlicher Technologiedruck

Die Bedeutung der nationalen elektrischen Energieversorgung ist inzwischen weltweit so weit angestiegen, dass sie nicht mehr in Organisationen gehört, die primär betriebswirtschaftlich geführt werden. Es müssen Organisationsformen gefunden werden, die primär andere Ziele (s. Axiom III) verfolgen.

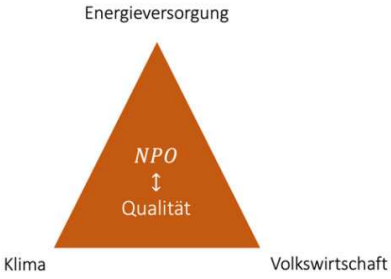


Abbildung 2: Klima, Volkswirtschaft und Energieversorgung unter der Obhut eines NPO

Solche Organisationsformen könnten Non-Profit-Organisationen sein. [4] Sie können den Raum für die Nutzeranforderungen schaffen, der einen anderen Energiequalitätsbegriff zulässt und aus dem dann nationale multiple elektrische EVS entstehen und erhalten bleiben.

Referenzen

[1] Benthaus, A coupled technological-sociological model for national electrical energy supply systems including sustainability; Energ Sustain Soc 9, 50; 2019 https://doi.org/10.1186/s13705-019-0221-4

[2] Popper, Logik der Forschung; III. Kap., 16. Theoretische Systeme, S. 41 ff.; 9.Auflage; J.C.B. Mohr (Paul Siebeck); 1989; ISBN 3-16-345485-2, https://www.degruyter.com/document/doi/10.1524/9783050063782/html

[3] Benthaus, Gosper, National Electrical Energy Supply – Foundations of a Future System, Journal: Energy, Sustainability and Society, Status 07.11.2023: Content approved, publication in editorial preparation

[4] Theuvsen, Nonprofit-Organisationen und Nachhaltigkeit, SpringerGabler, 2017, ISBN 978-3-658-18706-4 (eBook), https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-18706-4

2.6.3. Diversifikation der österreichischen Strom- und Gaspreisindizes – Einblicke und Ergebnisse

Christian FURTWÄNGLER[1], Karina KNAUS[2], Martina KRENN, Angela HOLZMANN, Lukas ZWIEB

ÖSPI und ÖGPI – die Strom- und Gasindizes der Österreichischen Energieagentur

Die Österreichische Energieagentur veröffentlicht seit vielen Jahren Preisindizes wie den österreichischen Strompreisindex (ÖSPI seit 2006) oder den Österreichischen Gaspreisindex (ÖGPI seit 2009). Diese Indizes werden monatlich nach einer standardisierten Methode berechnet und veröffentlicht und zeigen an, um wie viel Prozent sich der Einkaufspreis für Strom oder Gas für den betreffenden Monat auf Basis einer fiktiven Beschaffungsstrategie verändert hat.

Beide Indizes bilden dabei nur die reine Energiebeschaffungspreiskomponente, ohne eventuelle Kosten für den Vertrieb von Energieversorgern und Margen ab. Netzgebühren und Steuern sind ebenfalls nicht in diesen Indizes enthalten. Viele Energieversorger nutzten oder nutzen diese Indizes, bzw. deren Änderungsraten für Preisanpassungsklauseln in Lieferverträgen.

Die bestehenden Indizes berechnen sich auf Basis historischer Settlementpreise der European Energy Exchange (EEX). Grundlage des ÖSPI sind die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 9 Handelsmonate für Strompreis-Futures der kommenden vier Quartale. Der ÖGPI berechnet sich auf Basis der Mittelwerte der Gas-Futures des jeweiligen Frontmonats der letzten drei Monate – und stellt somit einen deutlich kurzfristigeren Preisindex dar.

Seit dem Jahr 2020 sind beide Indizes über einen langen Zeitraum angestiegen, zeigten jedoch aufgrund ihrer berücksichtigten Historie unterschiedliche Dynamiken. So stieg der ÖSPI langsamer an und sank auch erst wieder zu einem späteren Zeitpunkt. Dies erschwerte die Interpretation des Index für die Preisgestaltung und in der öffentlichen Kommunikation anhand der schnell wechselnden Marktdynamiken.

Abbildung 1: Entwicklung ÖSPI und ÖGPI seit 2015

[1] Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, christian.furtwaengler@energyagency.at
[2] Alle Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Neue Indexvarianten – Ziele der Indizes 2.0

Die bestehenden Indexvarianten werden erweitert, um die Bandbreite von unterschiedlichen Strom- und Gasbeschaffungsstrategien besser abzubilden und der massiv erhöhten Marktdynamik Rechnung zu tragen. Dabei werden neben der fairen Ausgestaltung und transparenten Berechnungsmethoden auch Faktoren wie die tatsächliche Handelbarkeit (die Abbildung des Index als Hedging-Strategie), sowie eine ausreichende Aussagekraft berücksichtigt. Hier sind Fragestellungen wie eine ausreichende Handelsaktivität des zugrundeliegenden Marktes von entscheidender Bedeutung. Die einzelnen Zielsetzungen und deren Umsetzung werden im Vortrag in einer höheren Detaillierung vorgestellt.

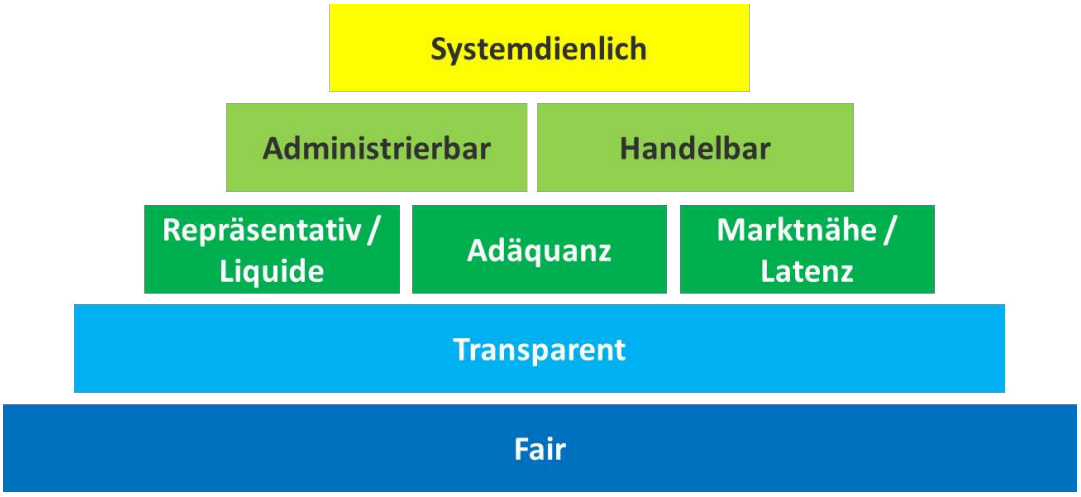


Abbildung 2: Anforderungen an neue Preisindizes

Ausgestaltung der Indizes 2.0

Zusätzlich zu den bestehenden Indizes ÖSPI und ÖGPI werden in Zukunft drei weitere Strom-, sowie vier weitere Gaspreisindizes mit verschiedenen Fristigkeiten berechnet. Es werden Indizes auf Monats- , Quartals- und Jahresbasis bestimmt. Für Gas wird zusätzlich ein Saisonindex (Winter, Sommer) bestimmt.

Dabei wird für Strom weiter zwischen Base, Peak, Off-Peak und einem gewichteten Gesamtindex unterschieden. Insgesamt ergeben sich 12 neue Indexzeitreihen für Strom, sowie 4 neue Indexzeitreihen für Gas.

Neue Strompreisindizes

- $\text{Ö}SPI_{Monat}^{MM/JJ}$, sowie Varianten für Base, Peak und Off-Peak
- $\text{Ö}SPI_{Quartal}^{QQ/JJ}$, sowie Varianten für Base, Peak und Off-Peak
- $\text{Ö}SPI_{Jahr}^{JJ.V}$, sowie Varianten für Base, Peak und Off-Peak

Neue Gaspreisindizes

- $\text{Ö}GPI_{Monat}^{MM/JJ}$
- $\text{Ö}GPI_{Quartal}^{QQ/JJ}$
- $\text{Ö}GPI_{Saison}^{SS/JJ}$
- $\text{Ö}SPI_{Jahr}^{JJ.V}$

Der Vortrag gibt Einblick in die simulierte historische Entwicklung der Preisindizes, sowie die Eigenschaften der verschiedenen Indizes basierend auf der verwendeten Datenhistorie und der Berechnungsmethodik. Außerdem wird der zukünftige Veröffentlichungsweg, sowie die Bedingungen der Nutzung der Indizes 2.0 präsentiert. Als transparenter Informationsservice stehen die Indizes 2.0 für die breite Öffentlichkeit kostenlos zur freien Verfügung. Die gewerbliche Nutzung der Indizes 2.0 (der neuen Indizes) wird ab 2024 gebührenpflichtig sein.

3 SICHERE ELEKTRIZITÄTSSYSTEME UND REGULIERUNG

3.1. REGULIERUNG UND TARIFIERUNG

3.1.1. Energiewende: Rechtliche Entwicklungen zum Ersatz fossiler Energiequellen in Richtung Klimaneutralität

Stephan CEJKA[1]

Einführung

Zweifelsohne ist die Energiewende eines der zentralen Themen dieses Jahrzehnts; geprägt von Schlagwörtern wie “Green Deal”, “Fit für 55” und “Klimaneutralität”, die tiefgreifende rechtliche Veränderungen mit sich bringen. Dieser Beitrag widmet sich daher vier Aspekten der jüngsten rechtlichen Entwicklungen der Energiewende. Im Gebäudebereich werden Solarverpflichtungen und das Verbot fossiler Heizungssysteme untersucht. Im Bereich der Elektromobilität werden rechtliche Verpflichtungen in Bezug auf Ladeinfrastruktur, sowie die schrittweise Senkung maximal zulässiger Treibhausgasemissionen bis zum bevorstehenden Ende des Verbrennungsmotors behandelt. Diese rechtlichen Veränderungen, die sich im Wesentlichen unter dem Begriff „Ersatz fossiler Energiequellen” zusammenfassen lassen, sind entscheidende Schritte zur Bekämpfung des Klimawandels.

Ein zentrales Ziel dieser Bemühungen ist das Erreichen der Klimaneutralität, d.h. Nettotreibhausgasemissionen von Null, welches die EU bis 2050 [1], Österreich sogar schon bis 2040 [2] anstrebt. Parallel zu den rechtlichen Entwicklungen konnte speziell auch im Zuge des Projekts ECOSINT beobachtet werden, wie sich Ausbaustände von Photovoltaikanlagen, sowie die Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Ladepunkten entwickeln (vgl. [3,4,5]) und sich diese als wichtige Teile von Energiegemeinschaften darstellen [3].

Solarverpflichtungen

Die Bedeutung von Solarenergie hat in den letzten Jahren bereits erheblich zugenommen und wird dies auch weiterhin tun. Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [2] legte 2021 das ehrgeizige österreichische Ziel fest, bis zum Jahr 2030 zusätzliche 27 TWh jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, davon allein 11 TWh aus Photovoltaikanlagen, zu erreichen. Im Ergebnis sollen eine Million Dächer in Österreich mit Photovoltaik ausgestattet sein [2]. Als weitere Stimulation wurde erst kürzlich eine temporäre Streichung der Umsatzsteuer auf Photovoltaikanlagen eingeführt [6]. Einige Bundesländer (Burgenland, Steiermark, Niederösterreich und Wien) führten bereits Bestimmungen in ihre Bauordnungen ein, die zur Installation von Photovoltaikanlagen in Neubauten verpflichten [7,8]. Darüber hinaus liegt auf EU-Ebene ein Entwurf einer neugefassten Gebäudeeffizienzrichtlinie vor [9], die erstmals europarechtliche Solarenergieverpflichtungen, teilweise auch für Bestandsgebäude, vorsieht. Interessantes erwähnenswertes Unikum in diesem Zusammenhang ist die burgenländische Windkraft- und Photovoltaikanlagenabgabe [10], die als “Ausgleich für die [...] bewirkte Belastung des Landschaftsbildes” eingehoben wird und damit eher eine rechtliche Hürde des Ausbaus darstellt.

Verbot fossiler Heizungssysteme

Ein weiterer zentraler Aspekt der Energiewende betrifft den Ausstieg aus fossilen Heizungssystemen. Öl- und Kohleheizungen wurden im Neubau bereits 2020 verboten und dies nun durch das Erneuerbaren-Wärme-Gesetz auch auf Gasheizungen ausgedehnt [11]. War zunächst noch von einem verpflichtenden Tausch von Bestandsheizungen zwischen 2025 und 2035 je nach Baujahr des Heizungssystems die Rede, so ist diese Verpflichtung nun doch entfallen. Stattdessen soll der Austausch auf freiwilliger Basis geschehen und dabei 75% der Kosten gefördert werden [6,7].

[1] Siemens AG Österreich, Siemensstraße 90, 1210 Wien, Österreich, stephan.cejka@siemens.com

„Aus des Verbrennungsmotors“

Ein Teil der Energiewende stellt auch die Mobilitätswende dar. Ein bedeutender Schritt dieser betrifft den Übergang von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zu emissionsfreien Alternativen [5]. Die Europäische Union hatte bereits im Jahr 2019 eine Verordnung erlassen [12], die die schrittweise Reduktion maximaler CO2-Emissionswerte neuzugelassener Fahrzeuge regelt. Diese Regelung wurde 2023 dahingehend verschärft [13], dass die maximal zulässigen CO2-Emissionen 2025, sowie 2030 weiter sinken werden. Ab 2035 sind maximale CO2-Emissionen neuzugelassener Fahrzeuge mit 0 g/km festgelegt, womit keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren mehr zugelassen werden.

Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen erfordert die entsprechende Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur [4,5], wobei das EU-Recht zwischen Mindestanforderungen für öffentlich zugängliche und private Ladeinfrastruktur unterscheidet.

Für öffentlich zugängliche Ladepunkte wurden diese kürzlich in einer neuen EU-Verordnung neu gefasst [14]. Mindestanforderungen basieren auf der Größe der nationalen Elektrofahrzeugflotte, kombiniert mit abstandsbezogenen Vorgaben im TEN-V-Hauptstraßennetz. Dies soll eine Verbreitung der öffentlichen Ladeinfrastruktur entsprechend der zugelassenen Elektrofahrzeuge, sowie eine gewisse Mindestabdeckung sicherstellen.

Mindestanforderungen an private Ladeinfrastruktur legt die bereits erwähnte Gebäudeeffizienzrichtlinie fest [15], die in den Bauordnungen der Bundesländer unterschiedlich umgesetzt wurde [4,5,7]. Zusätzlich existiert ein Entwurf zur Änderung dieser Richtlinie [9], um die Mindestanforderungen weiter zu verschärfen [5,7], z.B. teilweise Nachrüstungsverpflichtungen auch in Bestandsgebäuden.

Um die Entwicklung der Ladeinfrastruktur nicht zu bremsen, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, bestehende rechtliche Hindernisse zu beseitigen. Ein Beispiel hierfür ist das "Right to plug" [4], das sicherstellen soll, dass Wohnungseigentümer das Recht haben, private Ladepunkte zu errichten.

Danksagung

Das Projekt ECOSINT (Energy Community System Integration, Laufzeit 2021-2024) betrachtet Energiegemeinschaften aus rechtlichen/regulatorischen, technischen und wirtschaftlichen Blickwinkeln. Für die Förderung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) unter der Projekt-Nr. 881165 wird gedankt.

Referenzen

[1] Verordnung (EU) 2021/1119 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität (“Europäisches Klimagesetz”)
[2] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) BGBl I 150/2021 idgF
[3] Cejka, S., Reihs, D., Fina, B., Stefan, M., Hauer, D., Zeilinger, F., Typical future energy communities – an analysis on operational areas, member structure and used infrastructure, CIRED Porto Workshop 2022
[4] Cejka, S., Öffentliche und private Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge heute - und morgen?, RdU – Recht der Umwelt, Manz, 2022
[5] Cejka, S., Elektromobilität „fit für 55“, ZVR – Zeitschrift für Verkehrsrecht, Manz, 2024
[6] § 28 Abs 62, 63 Umsatzsteuergesetz BGBl 663/1994 idF Budgetbegleitgesetz 2024 BGBl I 152/2023
[7] Cejka, S., Die Energie- und Mobilitätswende in den Bauordnungsnovellen 2023, RdU – Recht der Umwelt, Manz, 2024 (noch nicht erschienen)
[8] PV Austria, Übersicht zur Anzeige- und Genehmigungspflicht von Photovoltaikanlagen, 2023
[9] Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 14. März 2023 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäude 2021/0426(COD) TA/2023/0068
[10] § 53b Burgenländisches Raumplanungsgesetz 2019 LGBl-B 49/2019 idgF
[11] Bundesgesetz über die erneuerbare Wärmebereitstellung in neuen Baulichkeiten (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWG) noch nicht verlautbart (Stand 14.01.2024).
[12] Verordnung (EU) 2019/631 zur Festsetzung von CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge
[13] Verordnung (EU) 2023/851 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/631 im Hinblick auf eine Verschärfung der CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge im Einklang mit den ehrgeizigeren Klimazielen der Union
[14] Verordnung (EU) 2023/1804 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
[15] Richtlinie (EU) 2018/844 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

3.1.2. Evaluating incentives of different grid tariff design options

Daniel SCHWABENEDER[1], Bernadette FINA, Sarah FANTA, Florian STREBL, David REIHS, Christoph LOSCHAN[2], Georg LETTNER

Motivation

The electrification of the heating sector with heat pumps and the transport sector with electric vehicles will pose additional loads to electricity distribution grids. Furthermore, ongoing installations of PV systems add distributed generation that typically does not have a high temporal correlation with new and existing loads. Energy communities accelerate the expansion of distributed renewable electricity generation and benefit from grid tariff reductions, while not being grid-friendly per se. These trends pose challenges for distribution grid operators.

Many of the new distributed small-scale technologies can provide some kind of flexibility. For example, heat pumps can make use of the thermal inertia of buildings to shift loads to different times, or electric vehicles can use optimized charging strategies to increase the use of local production. Besides grid reinforcement and expansion, a grid-friendly operation of these distributed flexibilities can be a measure to tackle the challenges distribution grids are facing.

Grid tariffs can provide incentives for a grid-friendly operation of flexible technologies. In the ORANGE project[3], the effects of different grid tariff design options on the optimal operation of distributed flexible technologies for different use cases are evaluated quantitatively to analyze the incentives they provide and investigate their effects on peak distribution grid transformer loads and the electricity bill of end-users.

Methods

In the ORANGE project three grid tariff design options are defined and compared to the current constant volumetric tariff:

- Peak: a capacity-based tariff in EUR/MW for the annual peak load
- Dynamic: a volumetric tariff in EUR/MWh changing dynamically based on the state, i.e., the total load, of the distribution grids
- Incremental: a volumetric tariff in EUR/MWh that increases stepwise depending on the consumption.

To evaluate the effects of different grid tariff design options, the operation of different distributed flexibility options is simulated in the optimization framework Femto.jl[4] in six use cases, including two rural, two suburban and two urban distribution grids. For each use case a current and a future scenario are considered, differing in the available end user technology portfolio. All use cases include consumers and prosumers, energy community members and end users not participating in energy communities as well as end users with constant and dynamic supply tariffs. The operation of all technical components and demands of all end users is simulated in a daily rolling horizon optimization framework for one year considering quarter-hourly time steps and minimizing the total cost of electricity procurement for all end users, including electricity supply cost, grid cost, fees, and taxes. The resulting schedules are evaluated in terms of grid transformer consumption and feed-in peaks, total costs for end users and specific end user groups and compared to the respective numbers for the current grid tariff design.

[1] AIT Austrian Institute of Technology, Center for Energy, Integrated Energy Systems, Giefinggasse 6, 1210 Wien, daniel.schwabeneder@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[2] TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group
[3] https://projekte.ffg.at/projekt/4746343 (accessed 29.11.2023)
[4] https://codeberg.org/daschw-lab/Femto.jl (accessed 29.11.2023)

Results

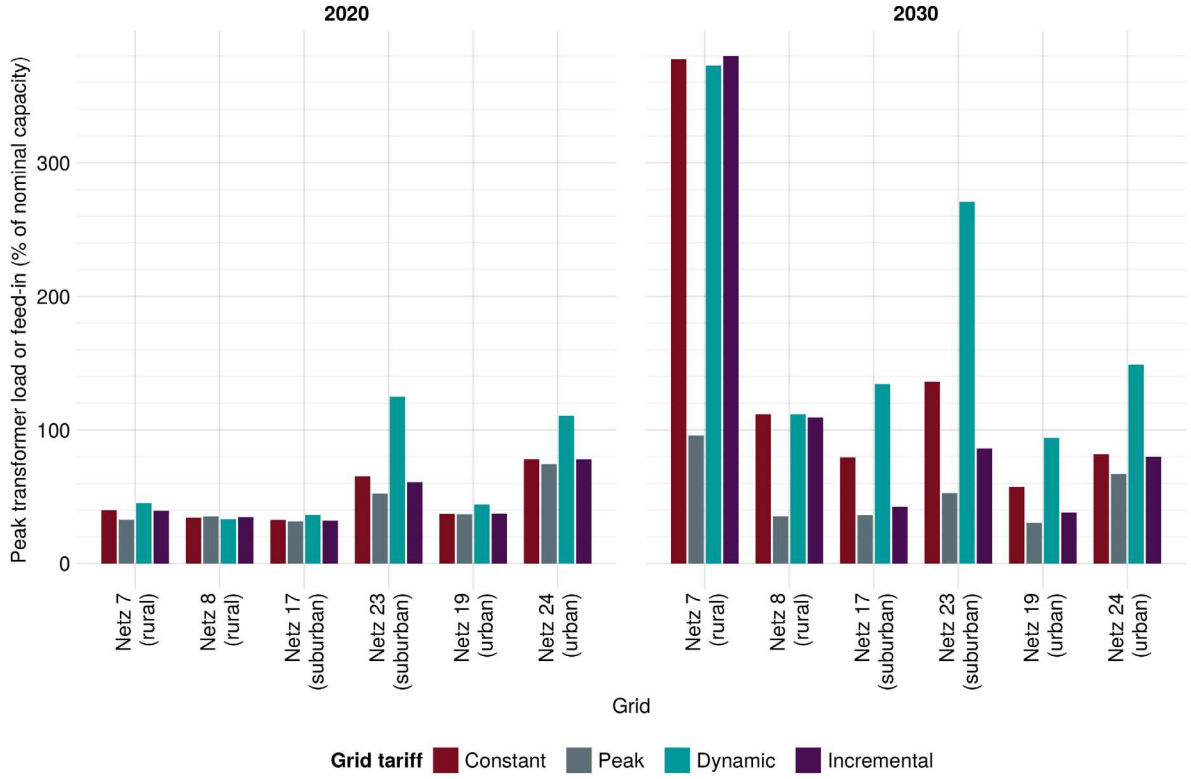


Figure 1: Annual peak transformer load or feed-in relative to the nominal transformer capacity for different use cases and grid tariff design options.

First results indicate that the structure of grid tariffs can have a significant impact on distribution grid peaks. Figure 1 shows the resulting annual peak load or feed-in at the distribution grid transformer stations resulting from optimal responses to different grid tariff designs in the considered use cases. Dynamic pricing in the grid tariff seems to increase maximal grid loads, while the Peak and Incremental tariff designs seem to provide more suitable incentives. The lowest annual peaks in the distribution grids are achieved with the Peak tariff in all scenarios. In the future 2030 scenarios the impact of grid tariff designs is significantly higher than in the current 2020 scenarios due to higher shares of distributed flexible technologies.

3.1.3. Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch variable Stromnetztarife in Haushalten

Benjamin KIRCHLER[1], Rosana GOMES[2], Carolin MONSBERGER[3]

Einleitung und Inhalt

Zur Anpassung an die zunehmend volatile Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und die veränderten Verbrauchsmuster in Haushalten, wie Elektromobilität und Wärmepumpen, sind neue Anreizmechanismen erforderlich. Variable Stromnetztarife auf Haushaltsebene könnten hierbei eine Anreizlösung bieten, um die Stromnetze stabil zu halten und potenziell Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Mit der EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes-)-Novelle des ElWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) wurde durch § 58a eine Regulatory-Sandbox-Bestimmung eingeführt, durch welche Abweichungen der Netztarife durch Genehmigung der Regulierungsbehörde in der Praxis getestet werden können.

Das Projekt INNOnet (2. Ausschreibung Energie.Frei.Raum) zielt darauf ab, die Anreizwirkung von lastabhängigen variablen Netztarifen auf Haushaltsebene in großangelegten Demos mit über 1.000 Teilnehmenden zu untersuchen. Zudem untersucht INNOnet Aspekte der praktischen Umsetzung dieser zukünftigen Tarifstrukturen durch Netzbetreiber und unterstützt die Entwicklung einer gemeinsamen Position der österreichischen Netzwirtschaft für eine umsetzbare und effiziente Ausgestaltung zukünftiger Netztarifstrukturen in Österreich.

Methodik

Im Projekt INNOnet werden für 3 Demogebiete in Österreich (Netz Oberösterreich, Linz Netz und Energienetze Steiermark) variable Netztarife entwickelt. Der Prozess kann in drei Phasen gegliedert werden:

- Entwicklung der Tarifschemata: Variable Netztarifschemata werden spezifisch für die drei ausgewählten Gebiete entwickelt.
- Simulation und Anpassung: Die konkreten Tarifhöhen werden durch Simulationen der Tarifschemata mit historischen Haushaltsdaten (Last und Erzeugung) festgelegt.
- Antizipative Netzsimulation: Anhand tägliche laufender Netzsimulationen für den Folgetag (in den sogenannten „Freiraumnetzen“) werden die Zeitslots für die Tarifhöhen bestimmt.
- Implementierung und Monitoring (vgl. Abbildung 1): Die konkreten Netztarife werden den Teilnehmenden in den Demogebieten täglich über eine speziell entwickelte App zur Verfügung gestellt. Diese App ermöglicht es den Teilnehmenden, ihren Energieverbrauch zu überwachen und täglich aktualisierte Informationen über die Tarife zu erhalten, die von der aktuellen Netzauslastung abhängen.

[1] Energieinstitut an der JKU Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5661, kirchler@energieinstitut-linz.at, https://energieinstitut-linz.at
[2] HAKOM Time Series GmbH, Lemböckgasse 61, 1230 Wien, +43 1 815 79 80-119, rosana.gomes@hakom.at, https://www.hakom.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 664 88335405, carolin.monsberger@ait.ac.at, https://www.ait.ac.at

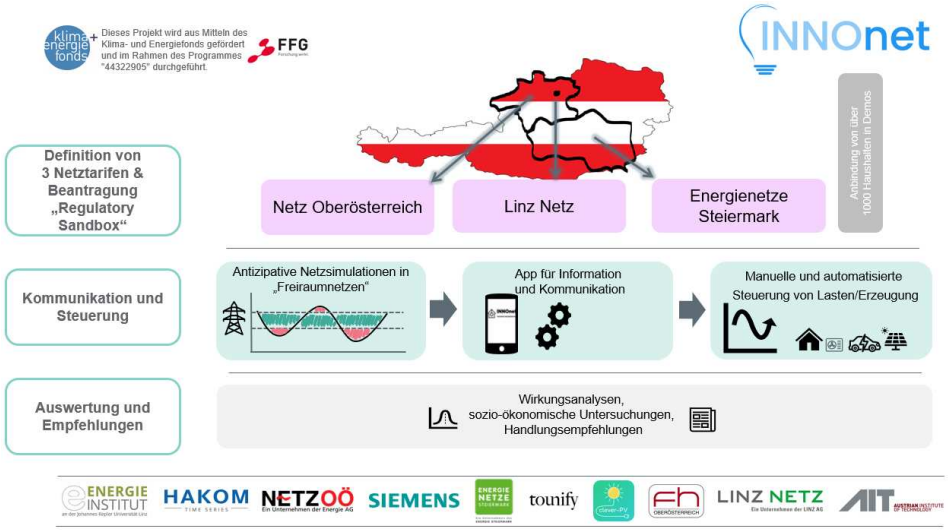


Abbildung 1: Übersicht Methodik im Projekt INNOnet.

Die Demoteilnehmenden können dann auf diese Tarifanreize manuell bzw. automatisiert über Energiemanagementsysteme reagieren. Im Anschluss an die Demo wird die Anreizwirkung der Testtarife evaluiert und Handlungsempfehlungen ausgearbeitet (siehe Gesamtprozess in Abbildung 1).

Es ist geplant, die zu testenden Netztarife im Q2 2024 per Regulatory-Sandbox-Antrag von der Regulierungskommission genehmigen zu lassen, um ab Q3 2024 die einjährige Demonstration in den 3 Demogebieten durchzuführen.

Erste Ergebnisse

Derzeit befindet sich das Projekt in der Tarifentwicklungsphase. In den 3 Demogebieten sollen sowohl arbeitspreisbasierte Tarife als auch leistungspreisbasierte Tarifschemata getestet werden. Erste Simulationen mit Haushaltsdaten aus dem Netzgebiet Netz Oberösterreich (Daten aus 2017/18) zeigen, dass bei einem reinen Bonus-/Malus-Tarifschema (siehe Abbildung 2, links), in welchem eine Grundgebühr zur Anwendung kommt und Boni/Mali basierend auf Lastverhalten der Haushalte ausgezahlt werden, wenige Haushalte mit sehr hohen Netztarifen konfrontiert sind. Deshalb wird dieses Tarifschema mit einem durchgängigen Arbeitspreis versehen werden. Das rein leistungspreisbasierte Tarifschema (siehe Abbildung 2, rechts) zeigt ein ausgewogeneres Bild zwischen Hausbalten, die in dem Tarifschema profitieren und jenen, die mit Mehrkosten konfrontiert sind. Auch dieses Tarifschema wird nochmals evaluiert und eine etwaige Grundgebühr oder ein Arbeitspreis zusätzlich eingeführt.

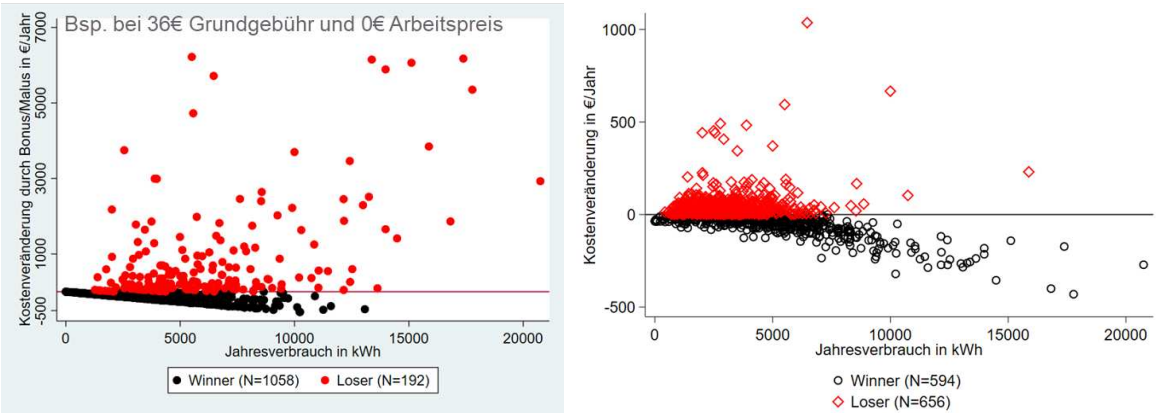


Abbildung 2: Simulation eines Bonus-/Malus-Tarifschemas mit Grundgebühr (links) und eines leistungsbasierten (tägliche Leistungsspitze) Tarifschemas (rechts).

3.1.4. The Network Code Demand Response: Implications for the Procurement of System Operator Services in Austria

Gerald KALT[1], Alexander KABINGER, Christine MATERAZZI-WAGNER

Background and motivation

The EU Network Codes are legally binding implementing regulations that govern cross-border electricity trade, system operation and conditions for grid connection (see [1]). With the "Network Code Demand Response" (NC DR), the European Commission aims at establishing an EU-wide harmonized framework for the integration of demand response and other (distributed) flexibility resources in transmission and distribution-related services and electricity markets. Based on a Framework Guideline prepared by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), the associations of European electricity system operators (SO) ENTSO-E and EU DSO Entity have been tasked by the European Commission to prepare a draft proposal for the NC DR until March 2024. At the time of writing this paper, a preliminary draft by the system operators ("SO draft") is available [2]. With the "Clean Energy Package" (see [3]) not yet fully implemented in Austria, major changes to the national electricity market rules are pending. The provisions of the NC DR will set the framework and rules for demand response and distributed flexibility, and therefore deserve high attention. This paper aims at giving an overview of the scope of the NC DR and highlighting implications for the Austrian legal and regulatory framework, focussing on the procurement of system operator services (SO services).

Methodology

The methodological approach comprises an analysis of current practice of SO service procurement and the regulatory framework in Austria, the relevant EU legislative acts and provisions of the SO draft. For each SO service addressed in the NC DR, namely congestion management (CM) on DSO and TSO level, voltage control and balancing, the current practice in Austria is discussed in the light of existing and prospective EU regulations. Action points for enabling and promoting the participation of demand response in SO services are identified and suggestions for legal and regulatory changes are derived. The paper concludes with reflections on further selected topics addressed in the NC DR and their implications for the Austrian legal and regulatory framework, including the Electricity Market Code (SoMa) and the technical and organisational rules (TOR) issued by E-Control.

Results and conclusions

The NC DR builds upon EU regulations prescribing market-based procurement for all SO services and requiring member states to ensure non-discriminatory market access for demand response (Art. 17, 31, 32 and 40 of Directive (EU) 2019/944 [4]). These regulations are yet to be implemented into national legislation (with the forthcoming Electricity Market Law "ElWG"). Derogations from market-based procurement are possible; prerequisites for derogations differ between SO services and leave some room for interpretation. The NC DR further elaborates on how markets shall be established to ensure efficiency and non-discrimination, on principles for market design, coordination between SOs, and on topics concerning market interaction, non-market-based measures, and on procedures towards partial EU-wide harmonization.

With regard to CM, Art. 13 of Regulation (EU) 2019/943 [5] stipulates that the resources for redispatching shall be "selected from among generating facilities, energy storage or demand response using market-based mechanisms". Contrarily, the present redispatch regime in Austria prescribes cost-based remuneration (section 23, para. 2, item 5 of the ElWOG 2010), which eliminates the risk of strategic bidding inherent to markets with low competition. On the downside, the current regime is not suitable for incentivizing the participation of demand response in CM. The NC DR describes principles for procurement and pricing for market-based CM, for procuring by tender procedures and coordination

[1] E-Control (Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft), Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Tel +43 1 24724-0, office@e-control.at, www.e-control.at

and interoperability with other markets. For most of these principles, market-based procurement is a necessary precondition. Legislative changes to the Austrian redispatch regime are thus indicated. A hybrid (cost- and market-based) redispatch model (see [6]) could prove as a reasonable compromise between maintaining the benefits of the established cost-based approach for generators (especially safeguarding against strategic bidding behaviour) and incentivizing the participation of demand response.

While on transmission level, the legislative framework for CM needs to be reconsidered, it is yet inexistent on distribution level. According to Art. 32 of Directive (EU) 2019/944, the framework shall "allow and provide incentives to distribution system operators (DSOs) to procure flexibility services, including CM in their areas, in order to improve efficiencies in the operation and development of the distribution system", and requires DSOs to coordinate with the TSO. The regulations on redispatch according to Art. 13 also apply to distribution grid operation. Regulations on CM on distribution level thus need to be introduced into the national legal framework, with due consideration of Art. 13 and the provisions of the NC DR. The SO draft elaborates on the alternatives for DSOs in managing grid congestion, which include "grid investments, non-firm connection agreements, grid-technical measures, including non-costly remedial actions, and market-based procurement". Regarding market-based procurement, it prescribes that SOs shall commonly propose national terms and conditions, suggesting that there should be a common market for DSO and TSO procurement. Since separate markets for each service entail the risks of insufficient liquidity and low efficiency, it seems crucial that market designs are harmonized and grid users offering flexibility for CM can be activated by both DSOs and TSOs.

For voltage control, there are currently no legal provisions in Austrian legislation requiring SOs to apply a market-based approach. Reactive power management is regulated in grid connection rules and system operators' terms and conditions. Bilateral contracts between TSO and generators stipulate cost-based remuneration for reactive power provision. The SO draft prescribes that the procurement of active power for voltage control shall follow the same rules as CM. For reactive power procurement, the provisions of Art. 31 (7) and Art. 40 (5) of Directive (EU) 2019/944 imply market-based procurement as the standard approach – unless the national regulatory authority (NRA) has granted a derogation. The SO draft specifies that when mandatory requirements for grid users do not provide sufficient reactive power needed for voltage control, the DSO shall assess the additional needs, identify possible solutions (e.g., grid investments, market-based procurement), define an action plan and coordinate with the NRA.

In the field of balancing, market-based procurement by the TSO, as prescribed in Art. 6 of Regulation (EU) 2019/943 [5], is fully implemented in Austria. Balancing markets are open to any flexibility resources, including demand response, and rules for participation via independent aggregation are in place. Regulations of the NC DR that might necessitate amendments to the national framework include provisions on market access, such as qualification of service providers, prequalification and verification, as well as on aggregation models and rules for compensation of market actors affected by the activities of independent aggregators. These regulations are not limited to balancing markets but also applicable to prospective markets for CM and voltage control services.

References

[1] T. Schittekatte, V. Reif, L. Meeus. "The EU electricity network codes" (2020 ed.). FSR Technical report. June 2020
[2] ENTSO-E. DSO Entity & ENTSO-E Public consultation on Network Code for Demand Response. https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/ (accessed in Nov 2023)
[3] Nouicer, A.-M. Kehoe, J. Nysten, D. Fouquet, L. Hancher, L. Meeus. "The EU clean energy package" (ed. 2020), Technical Report Nov. 2020, Florence School of Regulation, European University Institute, 2020.
[4] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU
[5] Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity
[6] G. Kalt, S. Kaiser, A. Kabinger. „Regulatorischer Rahmen für Flexibilitätsleistungen in Verteilernetzen", 13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2023.

3.1.5. Versorgungssicherung im Stromsystem: Status Quo und langfristig-regulatorische Aspekte

Sabina NEMEC-BEGLUK[1], Michael WÜGER, Alfons HABER

Einleitung und Motivation

Ein wesentliches Element des Strommarktes ist die Wahrung der Versorgungssicherheit. Die Sicherstellung einer ausgeglichenen Bilanz von Erzeugung und Last zur Gewährleistung einer stabilen Stromversorgung soll auch während und nach der Energiesystemwende gegeben sein. Versorgungssicherheit umfasst mehrere Dimensionen, die zwei Themengebieten, Versorgungsqualität und Versorgungssicherung, zugeordnet sind. [4] Ziel dieser Arbeit ist es, den Themenbereich der Versorgungssicherung bzw. Sicherstellung der Lastdeckung für Österreich aus regulatorischer Perspektive näher zu beleuchten. Diesbezüglich werden energiewirtschaftliche Lagebilder der Lastdeckung für das Jahr 2023 und der prognostizierten Lastdeckung für das Jahr 2030 präsentiert. Aufbauend darauf wird der regulatorische Rahmen zur Beurteilung der langfristigen Versorgungssicherheit, das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) gemäß [5] und [6] vorgestellt und diskutiert. Der ERAA-Prozess ist durch das Fortschreiten der Energiesystemwende und der verstärkten Marktintegration ein maßgebliches Instrument für weitere politische Entscheidungen hinsichtlich Sicherstellung ausreichender Ressourcen zur Lastdeckung.

Methodische Vorgehensweise

Die methodische Vorgehensweise dieser Arbeit basiert auf statistischen Erhebungen, analytischen und probabilistischen Methoden, sowie der Analyse der europäischen Verordnungen [6] zur Angemessenheit der Ressourcen.

Gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 41/2013) führt die E-Control jährlich ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durch. [7] [8] Im resultierenden Bericht wird die realisierte Lastdeckung sowie eine Abschätzung einer möglichen zukünftigen Lastdeckung basierend auf probabilistischen Lastdeckungssimulation vorgestellt. Basierend auf den Ausführungen des Monitoring Reports in [8] und den Statistikerhebungen der E-Control aus [9] wird in dem vorliegenden Beitrag ein Lagebild der Lastdeckung des aktuellen Jahres vorgestellt. Darauf aufbauend werden Unterschiede zur historischer Lastdeckungsentwicklung der letzten zehn Jahre tiefer analysiert und diskutiert. In diesem Zusammenhang wird auf den Einfluss der klimatologischen Entwicklungen, der veränderten Struktur des Erzeugungsmixes und des Verbrauchs sowie die Bedeutung des Stromnetzes eingegangen. Zusätzlich zum Lagebild 2023 werden auch Abschätzungen der zukünftigen Lastdeckung bzw. die Zusammenstellungen des Kraftwerksparks für das Jahr 2030 aus dem Monitoring Report zur Versorgungssicherheit der E-Control vorgestellt.

Im zweiten Teil dieses Beitrags wird auf die europäische Perspektive im Kontext der Angemessenheit der Ressourcen im Stromsystem eingegangen. Dabei wird vor allem der langfristige Aspekt der Versorgungssicherheit, welcher im ERAA-Prozess beurteilt wird, diskutiert. Es werden der regulatorische Rahmen für ERAA [6] sowie die Bedeutung der ERAA-Berechnungsergebnisse vorgestellt. Diese dienen unter anderem als Grundlage für politische Entscheidungen über die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur Sicherstellung der langfristigen Bedarfsdeckung. Aufbauend auf dem ERAA-Prozess wird im Weiteren der Prozess der nationalen Beurteilung der langfristigen Versorgungssicherung, das National Resource Adequacy Assessment (NRAA), gemäß den Vorgaben der EU-Verordnung in [6] präsentiert. Hier wird besonders auf die Unterschiede zum europäischen Prozess näher eingegangen.

[1] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Rudolfsplatz 13A, 1010 Wien, Tel: +43-1-24724-558, sabina.nemec-begluk@e-control.at, www.e-control.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Versorgungslage im Elektrizitätssektor kann in Österreich unter den beschriebenen Ansätzen und Bewertungen als stabil eingestuft werden. Auch der Winter Outlook 2023/2024 der ENTSO-E zeigt für Österreich eine stabile Versorgungslage. [10] Sowohl die Gasspeicher als auch die Speicherkraftwerke sind mit Stand Dezember 2023 sehr gut gefüllt und liefern eine gute Ausgangslage für den Winter 2024. Die Erhebungsdaten zeigen eine gute, aber volatile Wasserführung im Jahr 2023. Diese hatte im durchschnittlichen Jahresvergleich hohe Wasserkrafterzeugung im Mai und August zur Folge. Hingegen lag die Wasserkrafterzeugung zwischen diesen Monaten unter dem Regelarbeitsvermögen. Der Ausbau der Erneuerbaren wurde auch im Jahr 2023 intensiv fortgesetzt und bedingte zzgl. günstiger witterungsbedingter Verhältnisse hohe Stromexportpotenziale. Demgegenüber war Österreich in den kälteren Jahreszeiten auf Stromimporte angewiesen. Der grenzübergreifende Austausch ist somit essenziell zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Strombilanz. [9]

Für das Jahr 2030 ergeben sich durch den Zubau Erneuerbarer Erzeugungsanlagen überwiegend während des Sommerhalbjahres Erzeugungsüberschüsse bzw. Nettoexportmöglichkeiten. Im Rest des Jahres besteht weiterhin Importbedarf bzw. der Bedarf die Residuallast über thermische Kraftwerke zu decken. [8] Die Schätzungen der Lastdeckungssimulationen aus [8] zeigen für das Jahr 2030 Unterdeckungswahrscheinlichkeit von 0,001% je Stunde. Dieser Wert entspricht einer Erwartung von 0,11 Unterdeckungsstunden im Jahr 2030. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit wird an der Finalisierung des aktuellen Monitoring Reports zur Versorgungsicherheit Stand 2023 gearbeitet.

Zur Sicherstellung einer stabilen langfristigen Versorgungslage wurde der ERAA-Prozess auf der europäischen Ebene und NRAA auf der nationalen Ebene etabliert, wobei letzterer in Österreich noch nicht umgesetzt wurde. Zurzeit wird intensiv an der Umsetzung der ERAA-Methodologie und Schaffung einer einheitlichen Basis für die Beurteilung der langfristigen Bedarfsdeckung gearbeitet.

Versorgungssicherung ist die Kernaufgabe der Energiesystemwende. Besonders der Aspekt der langfristigen Versorgungssicherheit wird von der Regulierungsbehörde sowohl im Regulierungsrahmen als auch über diverse Aufgaben laufend überprüft, evaluiert, verbessert und sichergestellt.

Referenzen

[1] E-Control, „Versorgungssicherheit,“ [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/versorgungssicherheit

[2] ACER, „ACER-Methode:Methodology for the European resource adequacy assessment,“ [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-12/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment_0.pdf.

[3] „Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt,“ [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943

[4] „Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012,“ [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/I/2013/41.

[5] E-Control, „Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2022,“ Wien, 2022.

[6] E-Control, „Elektrizitätsstatistik,“ [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/e-statistik.

[7] ENTSO-E, „Seasonal Outlooks,“ [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/. [Zugriff am 23 11 2023].

3.1.6. Neue Regeln für das Energiesystem von morgen

Syed Mansoor ALI, Frederik KALVERKAMP[1], Bernhard SCHOWE-VON DER BRELIE[2]

Hintergrund

Der rasante Ausbau der Erneuerbaren Energien impliziert einen vollständigen Umbau unserer Energieversorgungssysteme und damit einen Paradigmenwechsel in der Planung und insbesondere im Betrieb Netze der elektrischen Stromversorgung. Neben den Umwälzungen in den Netzstrukturen – Stichwort Overlay-Netze und zellulärer Ansatz – und einer Identifizierung und Hebung von Flexibilisierungspotenzialen sind es vor allem die Netzanschlussregeln für Erzeugungsanlagen, die auch künftig die Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit gewährleisten sollen, indem die vormals intrinsischen netzstützenden Eigenschaften der thermischen Kraftwerke als Synchronmaschinen nach deren Substitution im Grundsatz durch die verteilten Erzeuger bereitgestellt werden.

Entsprechende Netzanschlussregeln bzw. Grid oder Network Codes werden seit über 20 Jahren von den Netzbetreibern herausgegeben und haben sich entsprechend der wachsenden Bedeutung dieser Erzeugungsanlagen fortentwickelt. Im Zentrum dieser Anschlussregeln stehen dabei heute weitestgehend etablierte Vorgaben zur Spannungs- und Frequenzstabilität, zu Netzrückwirkungen und Schutzsystemen sowie Anforderungen an das Verhalten bei Netzfehlerfällen sowie zur Zuschaltung und Unterstützung des Netzwiederaufbaus.

Netzanschlussregeln können nur dann effektiv ihre Wirksamkeit im Sinne der Systemstabilität entfalten, wenn ihre Einhaltung auch nachgewiesen wird. In diesem Sinne sind in den vergangenen Jahren parallel zu den technischen Anforderungen auch die Vorgaben an die Nachweisprozesse in vielen Ländern präzisiert worden, deren Erfüllung oftmals direkt an den Netzanschluss und Inbetriebnahme gekoppelt ist.

Mit dem aktuell erkennbaren beschleunigten Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und dem damit verbundenen Wegfall der konventionellen Synchronmaschinen im Stromversorgungssystem stellen sich verstärkt erweiterte Fragen nach der Gewährleistung der Frequenzstabilität und des Netzwiederaufbaus – bzw. zugespitzt: wie definiert sich in einem künftigen System ohne bzw. mit nur noch wenigen rotierenden Massen die Frequenz? In diesem Zusammenhang wird den sogenannten netzbildenden Umrichtern eine zentrale Rolle zugestanden. Entsprechende Anforderungen an diese sind allerdings noch zu entwickeln.

Schließlich ist aktuell zu beobachten, dass die Netzanschlussregeln, die vormals mehr oder weniger ausschließlich für Erzeugungsanlagen entwickelt worden sind, nun auch entsprechend für Speichersysteme und neue Verbraucher im elektrischen Netz wie z.B. Ladeeinrichtungen für Elektromobilität oder Elektrolyseure verfasst werden.

Status Quo & aktuelle Entwicklungen

Mit der EU-Verordnung 2016/631, dem Network Code „Requirements for Generators“ („NC RfG“, [1]), wurde in Europa 2016 erstmalig ein einheitlicher Rahmen für die nationale Ausgestaltung von Netzanschlussregeln, deren Konformitätsnachweis und den entsprechenden Netzanschlussprozess bereitgestellt. Die EU-Kommission verfolgte damit prioritär das Ziel, die technischen Vorgaben an den Netzanschluss zu harmonisieren und damit Markteintrittsbarrieren mit Blick auf die Spezifikation und Auslegung von Erzeugungseinheiten und -anlagen zu senken. Eine Studie der FGH hat allerdings gezeigt, dass die nationalen Implementierungen des NC RfG, die ab Mitte 2019 verbindlich wurden, weiterhin starke Divergenzen aufweisen (siehe auch [2]).

[1] FGH GmbH, Voltastr. 19-21, 68199 Mannheim, +49 241 997857-250, fgh@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de
[2] Forschungsgemeinschaft Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Voltastr. 19-21, 68199 Mannheim, +49 621 976807-10, fgh@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Mit Blick auf die Nachweisführung ist diese Divergenz noch weitaus stärker ausgeprägt – so finden sich von Herstellererklärungen über Prüfnachweise und Simulationsstudien bis hin zu Zertifikaten akkreditierter Stellen verschiedenste Anforderungen an die Konformitätsbestätigungen, die beim Netzbetreiber zur Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage vorzulegen sind.

Die EU-Kommission hat für 2024 eine Revision der European Network Codes angekündigt. Der Revisionsprozess wird von der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) geleitet und speist sich u.a. aus diversen Vorschlägen aus dem European Stakeholder Committee on Grid Connection (ESC GC, [3]) und deren Expert Groups. Eine Entwurfsfassung der Revision des NC RfG wurde im Sommer 2023 von ACER veröffentlicht ([4]).

Während die aktuelle Fassung von 2016 weitestgehend etablierte Anforderungen aus der ersten Dekade zusammenfasste, zeichnen sich nun für die neue Revision echte Neuerungen ab. So werden die Vorgaben an die Frequenzstabilität deutlich erweitert und erste Anforderungen an netzbildende Umrichter eingeführt. Zudem wird der Anwendungsbereich des RfG zusammen mit dem Network Code on Demand Connection („NC DCC“, [5]) deutlich ausgeweitet auf Speichersysteme und Verbrauchseinrichtungen wie z.B. Ladeeinrichtungen für Elektromobilität, Wärmepumpen oder Elektrolyseure. Insgesamt zeichnet sich eine stärkere Harmonisierung der technischen Vorgaben ab. Zudem werden voraussichtlich weitere Präzisierungen zum Nachweisprozess eingeführt.

Zielsetzungen und Inhalt des Papers

Nach einer Einführung in die grundsätzlichen Zielsetzungen und Umfänge von Netzanschlussregeln und insbesondere der European Network Codes gibt das Paper einen Überblick über die aktuellen Implementierungen in Europa. Am Beispiel von Österreich und Deutschland wird die Ausgestaltung der Nachweissystematik veranschaulicht. Anhand der künftigen Herausforderungen an die Systemstabilität in den europäischen Stromversorgungsnetzen bei einem fortschreitenden Wegfall thermischer Großkraftwerke werden neue Anforderungen an die Frequenzstabilität und an netzbildende Umrichter motiviert. Das Paper wird schließlich den aktuellen Revisionsstand der European Network Codes anschaulich zusammenfassen und damit einen Ausblick auf die künftigen Netzanschlussbedingungen von Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und relevanten Verbrauchseinrichtungen in Europa geben.

Referenzen

[1] COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators, 2016
[2] Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators; FGH, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7ff90e84-dae0-11eb-895a-01aa75ed71a1 (Aufgerufen 30. November 2023)
[3] European Stakeholder Committee on Grid Connection, ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/network_codes/esc/#gesc (Aufgerufen 30. November 2023)
[4] Public consultation on the amendments to the electricity grid connection network codes, ACER, https://acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2023e07-public-consultation-amendments-electricity-grid-connection-network-codes (Aufgerufen 30. November 2023)
[5] COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a network code on demand connection, 2016

3.2. RESOURCE ADEQUACY

3.2.1. Österreichs nationale Studie zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (nach VO (EU) 2019/943 Art. 24)

Alexander HAAS(*)[1], Raffael KRISMER[2], Matthias MAURER(*)[3], Nikolaus KELNREITER(*)[4], Marlene PETZ[5]

Einführung

In den letzten Jahren findet unter anderem infolge des Pariser Klimaabkommens ein rasanter Aus- und Umbau des Energiesektors in Europa statt. Die EU hat es sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um zumindest 55% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Die österreichische Bundesregierung hat im EAG das Ziel verankert, dass der österreichische Stromsektor bis 2030 vollständig (national, bilanziell) dekarbonisiert sein soll. Fossile bzw. thermische Energieträger wie Kohle, Gas und Öl müssen daher durch volatile erneuerbare Energieträger wie Wind- und Solarenergie ersetzt werden. Gleichzeitig steigt der Strombedarf infolge der Elektrifizierung immer stärker an, sei es durch Elektroautos, Wärmepumpen oder der Elektrifizierung von Industrieprozessen. Dies hat massive Konsequenzen für das europäische Stromnetz: durch die Dynamik im Um- und Ausbau des europäischen Stromsystems treten auch neue Risiken aus dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit auf. Um diesen Entwicklungen Rechnung zu tragen, wurde 2021 das *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA, VO 2019/943 Art. 23) eingeführt, welches in einem jährlichen, gesamteuropäischen Prozess für einen Zeithorizont von 10 Jahren berechnet, inwieweit die europäischen Kapazitäten zur Stromversorgung ausreichend sind, um die Nachfrage zu decken [1]. Im ERAA 2022 wurden erstmals für Österreich potenzielle Lastdeckungsprobleme festgestellt [2]. Auch deswegen soll 2024 das erste Mal ein österreichisches *National Resource Adequacy Assessment* (NRAA, VO 2019/943 Art. 24) implementiert werden, welches, aufbauend auf den Methoden des ERAA-Prozesses, die spezielle Situation Österreichs als kleines, aber zentral im europäischen Verbundnetz gelegenes Land mit einer von Wasserkraft dominierten Erzeugnisstruktur nochmals besser abbilden soll.

Grundlage: European Resource Adequacy Assessment

Das dem ERAA 2023 zugrunde liegende Modell ist eine probabilistische Marktsimulation in stündlicher Auflösung, in der alle Gebotszonen als einzelne Marktknoten dargestellt werden. Im ersten Schritt der Berechnung wird ein Economic Viability Assessment (EVA) durchgeführt, in dem die wirtschaftliche Rentabilität der einzelnen Erzeugungstechnologien über ihre gesamte (wirtschaftliche) Lebensdauer berücksichtigt wird. Im Zuge dessen können neue Erzeugungseinheiten gebaut und bestehende eingemottet oder abgebaut werden - so sie nicht aufgrund politischer Zielsetzungen von diesen Entscheidungen ausgenommen sind. Weiters wird für 35 historische Klimajahre und 20 zufällige Ausfallsmuster der Kraftwerke und Netze in 700 Simulationen die Lastunterdeckung der jeweiligen Gebotszonen quantifiziert und in einem letzten Schritt statistisch ausgewertet.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43664 88343011, alexander.haas@apg.at, https://www.apg.at
[2] Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43664 88314421, raffael.krismer@apg.at, https://www.apg.at
[3] Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43664 88342848, matthias.maurer@apg.at, https://www.apg.at
[4] Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43664 88780262, nikolaus.kelnreiter@apg.at, https://www.apg.at
[5] Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19; 1220 Wien, +43664 88342834, marlene.petz@apg.at, https://www.apg.at

Methodik: Adaptierung der ERAA-Methodik durch detaillierte Analyse der regionalen Gegebenheiten in Österreich

Um das regionale Bedarfsbild Österreichs abzubilden, sollen im Zuge des NRAA methodische Anpassungen gegenüber dem ERAA 2023 implementiert werden. Dies betrifft erstens eine perspektivische Berücksichtigung der speziellen Marktsituation in Österreich (z.B. Verfügbarkeiten von thermischen Kapazitäten, Netzreserve, …). Zweitens soll eine detailliertere Betrachtung der spezifischen Netzsituation im österreichischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung der Berechnungsmethoden des Flow-Based Market Coupling (FBMC) erfolgen. FBMC wurde im ERAA 2023 bereits für die CORE-Kapazitätsberechnungsregion implementiert, und bildet damit die operative Realität besser ab als Vorgängerstudien, in denen Net Transfer Capacity (NTC) Werte die Handelskapazitäten bestimmt haben. Darüber hinaus erfolgen Adaptierungen, die sich unter anderem auf nähere Analysen großer österreichischer Pumpspeicherketten beziehen. Im ERAA 2023 werden, als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenzeit, alle erneuerbaren Erzeugungseinheiten pro Technologie und Gebotszone aggregiert. Im NRAA werden deswegen die zwei großen österreichischen Pumpspeicherketten, Malta und Kaprun, mittels Kaskaden modelliert, um eine höhere Aussagekraft für Österreich zu erreichen.

Szenarien/Sensitivitäten: Quantifizierung der Versorgungssicherheitsrisiken

Im Zuge dieser Studie sollen unterschiedliche Szenarien und Sensitivitäten modelliert werden (VO 2019/943 Art.24/1). Dazu zählen insbesondere die speziellen Gegebenheiten des österreichischen Stromsystems aber auch jene Risiken, die durch die zentrale Anbindung an das europäische Verbundnetz entstehen.

Zu den österreichischen Gegebenheiten zählen insbesondere die Vorgaben der Politik (nationale, bilanzielle Dekarbonisierung des Stromsystems bis 2030, Klimaneutralität 2040, Vorgaben des nationalen Energie- und Klimaplans, ÖNIP sowie unterstützende wissenschaftliche Studien), wie auch die technischen Gegebenheiten des nationalen Erzeugungsparks (z.B. hohe Abhängigkeit gegenüber der Verfügbarkeit von Wasserkraft und daher Exposition gegenüber den Auswirkungen von Dürreperioden, die aufgrund des Klimawandels in Zukunft eine höhere Eintrittswahrscheinlichkeit haben). Risiken durch die europäische Anbindung entstehen aus den vielfältigen Entwicklungen im EU-Ausland (Dekarbonisierung, Kohleausstieg in Deutschland/Polen/Tschechien, Verfügbarkeiten von Nuklearreaktoren insbesondere in Frankreich, etc.).

Ziel der Entwicklung der Sensitivitäten für das nationale Assessment soll sein, eine konsistente und vollumfängliche Quantifizierung der unterschiedlichen Risiken, die sich aus dem Gesichtspunkt der langfristigen Versorgungssicherheit ergeben, abzuleiten. Damit wird die im Rahmen der EU-rechtlichen Vorgaben nötige Grundlage geschaffen, sodass Entscheidungsträger:innen rechtzeitig handeln können und das hohe Maß an Versorgungssicherheit in Österreich langfristig garantiert werden kann.

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die methodischen Ansätze zur Erstellung einer österreichischen nationalen Analyse zur Beurteilung der Versorgungssicherheit auf Basis des ERAA 2023 vorgestellt. Es sollen einige Anpassungen im Vergleich zum ERAA durchgeführt und zusätzliche Szenarien modelliert werden, um auf die spezielle Rolle Österreichs im europäischen Kontext einzugehen.

Referenzen

[1] ACER, „Methodology for the European resource adequacy assessment,“ 2020.
[2] ENTSO-E AISBL, “European Resource Adequacy Assessment - 2021 Edition,” Brussels, 2021.
[3] ENTSO-E AISBL, “European Resource Adequacy Assessment - 2022 Edition,” Brussels, 2022.

3.2.2. Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Generierung von Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy

Kevin PACCO(*)[1], Albert MOSER

Einleitung

Vor dem Hintergrund der Energiewende unterliegt das europäische Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) zunehmend einem strukturellen Wandel. Insbesondere der Wandel von disponiblen konventionellen Kraftwerken hin zu dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) führt dazu, dass das Thema Versorgungssicherheit zunehmend an Bedeutung gewinnt. Um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, ist eine Untersuchung der Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy, RA) erforderlich. RA beschreibt die Fähigkeit der Ressourcen eines EVS, die Nachfrage nach elektrischer Energie zu jeder Zeit sicher zu decken. Die Ressourcen umfassen hierbei Primärenergieträger, Erzeugungsanlagen, das Übertragungsnetz sowie Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite. Bei Untersuchungen zur RA sind insbesondere die Nicht-Verfügbarkeiten dieser Ressourcen in Folge von Unsicherheiten zu berücksichtigen. Hierbei sind neben klimaabhängigen Unsicherheiten (hydraulische Zuflüsse, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlungen, etc.) auch insbesondere (un-)geplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Zur Generierung von Ausfallzeitreihen sind unterschiedliche Ansätze sowie zusätzliche unterschiedliche Parametrierungen dieser Ansätze möglich [1, 2]. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welchen Einfluss diese unterschiedlichen Ansätze auf die Kenngrößen zur RA haben.

Methode

Zur Berechnung der Kenngrößen zur RA wird ein probabilistisches Verfahren auf Basis des Monte-Carlo-Ansatzes zur Berücksichtigung von stochastischen Unsicherheiten angewendet (vgl. Abbildung 1). Die Unsicherheiten werden im Rahmen des Verfahrens durch Wetter- und Ausfalljahre abgebildet. Für jede Kombination von Wetter- und Ausfalljahr (Monte-Carlo-Jahr) wird ein deterministisches Optimierungsproblem zur Bestimmung des optimalen Einsatzes der Ressourcen zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie angewendet. Mit Hilfe der Stichproben aus den deterministischen Simulationen können bei einer hohen Anzahl an Monte-Carlo-Jahren die Kenngrößen zur RA (EENS – Expected Energy not Served; LOLE – Loss of Load Expectation) abgeleitet werden.

Die Generierung der Ausfallzeitreihen erfolgt auf Basis eines zweistufigen Verfahrens. Im ersten Schritt wird eine Ausfallziehung auf Basis von Markov-Ketten zur Ziehung der ungeplanten Ausfälle durchgeführt. Nachfolgend werden optional Zeitreihen für geplante Ausfälle mit Hilfe eines Optimierungsproblems bestimmt. Ziel des Optimierungsproblems ist die Minimierung der gleichzeitig stattfindenden geplanten Ausfälle unter Berücksichtigung möglicher Restriktionen (Saisonalität, Dauer der geplanten Ausfälle, etc.).

[1] Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.-Nr.: +49 241 80 97885, k.pacco@iaew.rwth-aachen.de

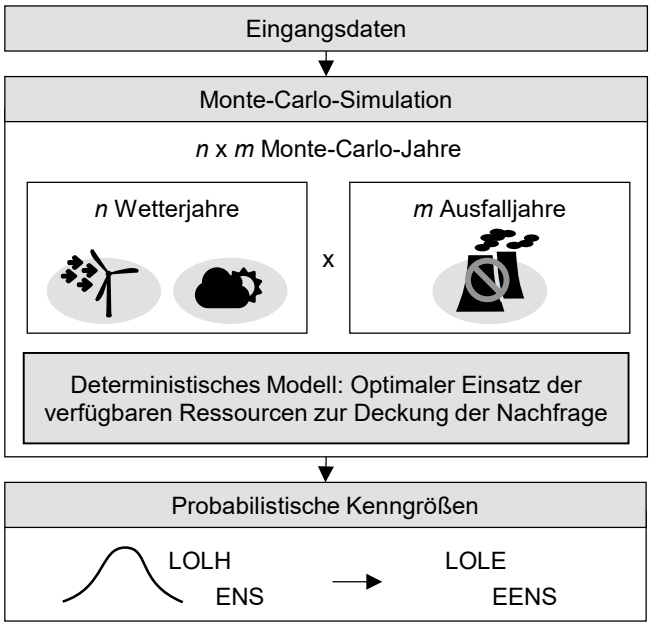


Abbildung 1: Probabilistisches Verfahren zur Ermittlung der Kenngrößen zur RA

Ergebnisse

Ziel des Untersuchungsprogramms ist die Ermittlung des Einflusses unterschiedlicher Ausprägungen der Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen der RA. Vor diesem Hintergrund werden für ein Szenario mit dem Zieljahr 2030 unterschiedliche Sets an Ausfallzeitreihen durch unterschiedliche Parametrierung des Verfahrens zur Generierung der Ausfallzeitreihen ermittelt. Folgende Parameter werden im Rahmen der Untersuchungen variiert:

- Berücksichtigung von geplanten Ausfällen
- Berücksichtigung klimaabhängiger Ausfälle (bspw. aufgrund Flusswasserknappheit)
- Saisonalität von Ausfällen
- Anzahl der geplanten Ausfälle im Betrachtungsjahr

Für die daraus resultierenden Szenariovariationen werden Simulationen zur Berechnung von Kenngrößen zur RA ermittelt. Das Ziel der Untersuchungen ist es, ein Erkenntnisgewinn über den Einfluss der Generierung von Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen zur RA zu schaffen.

Referenzen

[1] ACER, "Methodology for the European resource adequacy assessment", 2020, (https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I_1.pdf, Aufgerufen 12.Dezember, 2023).

[2] Philipp Toni Baumanns, “Berechnung probabilistischer Kenngrößen zur Resource Adequacy in der europäischen Energiewende“, 2019

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

3.2.3. Probabilistische Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem

Markus VON HEEL(*)[1], Paul Max Leon FIP, Albert MOSER

Inhalt

Energiepolitische Entwicklungen führen zu Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit disponibler Kapazitäten [1]. Sind nicht genügend disponible Kapazitäten im Elektrizitätsversorgungssystem vorhanden, so kann es zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit (Resource Adequacy) kommen. Folglich ergibt sich eine hohe Relevanz zur Abschätzung disponibler Kapazitäten für zukünftige Untersuchungen der Resource Adequacy (RA). In der Realität sind dabei eine Vielzahl von Akteuren tätig, weshalb die Wirtschaftlichkeitsbewertung dezentral für jede Kapazität einzeln getroffen werden muss. Zudem sind die länder- und technologiespezifischen Unsicherheiten sowie individuelle Risikopräferenzen der Entscheidungsträger zu berücksichtigen. Ziel dieses Beitrags ist daher ein probabilistisches Verfahren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit europäischer, disponibler Kapazitäten im Elektrizitätsversorgungssystem vorzustellen.

Methodik

Das entwickelte Modell, welches im Folgenden als Economic Viability Assessment Modell (EVA-Modell) benannt wird, bestimmt für alle disponiblen Kapazitäten einzeln die Wirtschaftlichkeit, wodurch Kapazitätszu- und abbauten ermittelt werden können. Als disponible Kapazitäten werden all jene bezeichnet, deren Energieumwandlung jederzeit abrufbar sowie steuerbar und somit der Deckung der Residuallast dienen. Diese EVA erfolgt für kohle-, öl- und gasgefeuerte Anlagen, Batteriespeicher und Demand Side Response.

Während die Einsatzentscheidung der Kapazitäten von kurzfristigen Unsicherheiten beeinflusst wird, prägen die Investitionsentscheidung neben den kurzen auch langfristige Unsicherheiten. Kurzfristige Unsicherheiten ergeben sich insbesondere aus der volatilen Einspeisung aus EE-Anlagen, der Nachfrage nach elektrischer Energie und der Nicht-Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke. Zur Abbildung dieser werden daher eine Vielzahl historischer Wetter- und Ausfalljahre kombiniert, wodurch sich ein probabilistisches Verfahren auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation ergibt. Langfristige Unsicherheiten hingegen sind von verschiedenen unsicheren Einflussfaktoren abhängig und unterschiedlich stark ausgeprägt je Technologie sowie Land. Dies kann über verschiedene Mindestrenditen (Hurdle Rates) abgebildet werden. Anhand dieser Eingangsdaten wird für jedes simulierte Monte-Carlo-Jahr die Internal Rate of Return (IRR) berechnet und ermöglicht so eine Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Kapazitäten.

In einem nächsten Schritt werden die Ergebnisse der einzelnen Monte-Carlo-Jahre zusammengefasst. Da Investoren in der Realität jedoch risikoavers handeln, kann nicht über alle Monte-Carlo-Jahre hinweg der Erwartungswert der IRRs berechnet werden [2]. Zur Abbildung der Risikoaversität wird daher der Erwartungswert der IRRs und die Risikoaversion in Form des Conditional Value at Risk bewertet.

Ergebnisse

Um den Einfluss des länder- und technologiespezifischen Risikos sowie der Risikoaversion zu untersuchen werden drei EVAs durchgeführt. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der kohle-, öl- und gasgefeuerten Anlagen in den jeweiligen Rechnungen sind in Abbildung 1 dargestellt. Zu Beginn wird die EVA ohne länder- und technologiespezifische Risiken sowie Risikoaversion gerechnet. Nach dieser Berechnung zeigt sich, dass bereits erste der untersuchten Kapazitäten unwirtschaftlich sind. In der zweiten EVA werden anschließend die länder- und technologiespezifischen Risiken in die EVA integriert, wodurch im Vergleich zur ersten EVA der Anteil unwirtschaftlicher Kapazitäten steigt. Schließlich wird in der dritten EVA zusätzlich die Risikoaversion berücksichtigt. Infolgedessen werden

[1] IAEW an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland, Tel.: +49 241 80 97698, E-Mail: m.vonheel@iaew.rwth-aachen.de, Internet: https://www.iaew.rwth-aachen.de

weitere Kapazitäten unwirtschaftlich und nur in wenigen Ländern sind alle der disponiblen Kapazitäten noch wirtschaftlich.

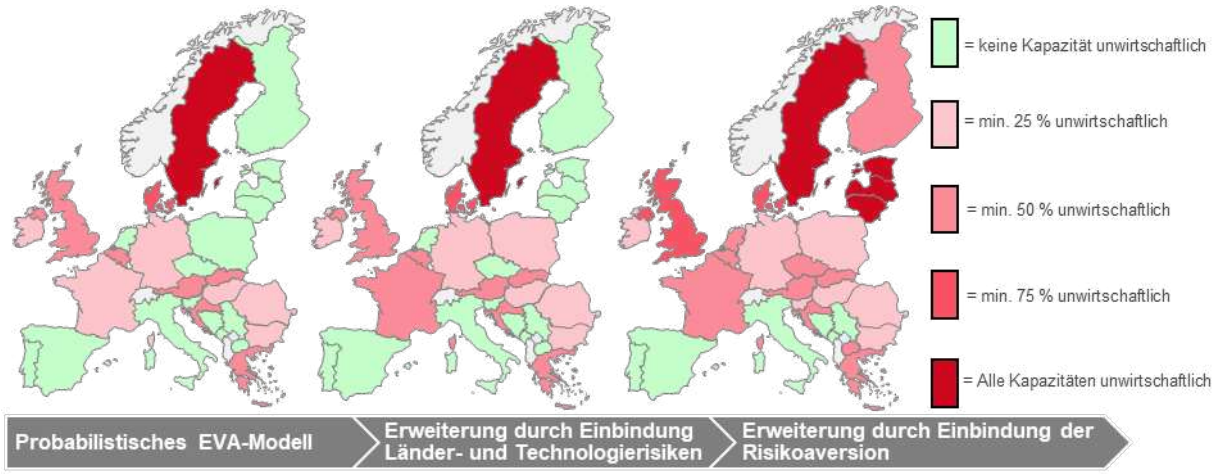


Abbildung 1: Visualisierung der Entwicklung der Ergebnisse des EVA-Modells anhand der Wirtschaftlichkeit der disponiblen Kapazitäten

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die länder- und technologiespezifischen Risiken sowie insbesondere die Risikoaversion einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der disponiblen Kapazitäten haben und somit in zukünftigen EVAs berücksichtigt werden müssen. Somit kann die probabilistische EVA in weiteren Untersuchungen in die probabilistischen Untersuchungen zur Bewertung der RA integriert werden. Die Langfassung enthält eine umfangreiche Modellbeschreibung und weitere Ergebnisauswertungen bezüglich der EVA.

Referenzen

[1] ENTSO-E, “European Resource Adequacy Assessment - 2022 Edition,” Brussels, 2022.
[2] Von Nitzsch, R., “Entscheidungen unter Unsicherheit mit einem Ziel: Das Erwartungsnutzenkalkül. In: Entscheidungslehre“, Wiesbaden, 2021.

3.2.4. Considering Reactive Power In Energy System Design

Gereon RECHT(*)[1], Karl-Kiên CAO, Oussama ALAYA[2], Benedikt JAHN

Motivation

The increasing penetration of renewable converter-interfaced generators (CIGs) in today's energy systems is reducing the share of conventional synchronous generators, thereby changing not only the dynamic but also the steady-state behavior of the system. For maintaining steady voltages, traditionally the reactive power supply of synchronous generators and additional devices for reactive power compensation is used [1]. Studies on energy system design predominantly neglect reactive power [2] and can thus potentially require a large amount of compensation devices to realize a feasible system operation. However, state of the art capacity expansion planning approaches do not consider the corresponding costs [3][4]. Accordingly, we analyze the question if modeling reactive power and considering the ability of renewable CIGs to supply reactive power can lead to more suitable energy system designs.

Methodology

We formulate a generation expansion problem which incorporates reactive power and voltage magnitudes. Both are included via a linearization of the AC-OPF problem [5]. We validate this linearization separately using test networks from a benchmark library [6], for which the results are compared to those of a solution of the full AC-OPF formulation by the PowerModels framework [7]. Furthermore, we compare our approach with the conventional capacity expansion approach, which ignores reactive power and voltage magnitudes. Both approaches are evaluated with respect to the number of snapshots which are AC-feasible. Moreover, the model results are compared regarding the costs of necessary reactive power compensation devices.

Results

We apply our method to a case study, where expansion of two types of CIGs is examined. We focus on different types of wind energy converters, of which the more expensive type has greater capabilities to supply reactive power. As we assume perfect knowledge of the potentials for renewable generation, the model is deterministic. For the numerical experiment we use a 20-bus network representing the German power grid, which is based on a spatial reduction of PyPSA-Eur [8]. As a first result, we observe that our approach leads to a larger number of feasible operational states of the planned system. Moreover, a smaller amount of reactive power compensation devices is needed.

References

[1] R. W. Kenyon et al., "Stability and control of power systems with high penetrations of inverter-based resources: An accessible review of current knowledge and open questions," Solar Energy, vol. 210, pp. 149–168, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.053.

[2] F. Neumann, V. Hagenmeyer, and T. Brown, "Assessments of linear power flow and transmission loss approximations in coordinated capacity expansion problems," Applied Energy, vol. 314, p. 118859, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118859.

[3] S. Wogrin, D. Tejada-Arango, S. Delikaraoglou, and A. Botterud, "Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning," Applied Energy, vol. 280, p. 115925, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115925.

[4] T. Brown, P.-P. Schierhorn, E. Tröster, and T. Ackermann, "Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030," IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 1, pp. 3–9, 2016, doi: https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0135.

[5] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia, and C. Kang, "A Linearized OPF Model With Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 1734–1745, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2718551.

[1] German Aerospace Center (DLR), Institute of Networked Energy Systems, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862 247, gereon.recht@dlr.de, www.dlr.de/ve

[2] University of Stuttgart, Institute for Combustion and Power Plant Technology, Pfaffenwaldring 23, 70569 Stuttgart

[6] S. Babaeinejadsarookolaee et al., “The Power Grid Library for Benchmarking AC Optimal Power Flow Algorithms.” 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.48550/arXiv.1908.02788

[7] C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng, and M. Lubin, “PowerModels.jl: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations,” in 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Jun. 2018, pp. 1–8. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442948.

[8] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger, and T. Brown, “PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system,” Energy Strategy Reviews, vol. 22, pp. 207–215, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012.

3.3. RESERVE- UND AUSGLEICHSENERGIE

3.3.1. Auswirkung der internationalen Kooperationen PICASSO und MARI auf den österreichischen Energiemarkt und die Ausgleichsenergiepreise

Lena MITTERMAIR[1], Markus RIEGLER[1]

Motivation und zentrale Fragestellung

Mit dem österreichischen Beitritt zur Sekundärregelenergie Kooperation PICASSO im Juni 2022 und dem Beitritt zur Tertiärregelenergie Kooperation MARI im Juni 2023 wurden große Markteingriffe auf beiden Märkten abgeschlossen. Nun ist es möglich, Regelenergie zur Deckung des lokalen Bedarfs bei ausländischen Kooperationspartnern zu aktivieren. Die Verordnung (EU) 2017/2195 vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (engl. Guideline on Electricity Balancing, kurz EBGL) schrieb unter anderem eine Änderung der Bepreisungsmethode von Pay-as-bid auf Pay-as-cleared/Marginal Pricing für die Kooperationsteilnehmer vor. Diese Umstellung hat direkte Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiebepreisung, da die EBGL den Preis der aktivierten Regelenergie als Mindestpreis der Ausgleichsenergie vorsieht.
Ziel dieser Arbeit ist es, Auswirkungen der Regelenergiekooperationen auf den Energiemarkt zu identifizieren und zu analysieren. Weiters werden die Entwicklungen der AE-Preise und der Einfluss der Kooperationen auf diese untersucht.

Methodische Vorgangsweise

Um die Auswirkungen von PICASSO und MARI auf den Energiemarkt aufzuarbeiten, werden die Regelreservekosten sowie die Importe und Exporte von Österreich vor und nach den jeweiligen Beitritten herangezogen und verglichen. Der Effekt auf die AE-Preise wird durch die Preissetzung der verschiedenen Elemente und die Höhe der resultierenden Preise analysiert. Anschließend werden die Ergebnisse in Kontext (unteranderem Strompreiskrise) gesetzt und diskutiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Generell zeigt sich nach dem Beitritt zu PICASSO eine starke Steigerung der Sekundärregelenergiekosten, die durch die allgemeine Marktsituation sowie die Umstellung der Bepreisungsmethode erklärt werden kann. Bei den AE-Preisen ist erkennbar, dass sie sich im Schnitt kaum verändert haben und sich weiterhin im moderaten Bereich befinden. Jedoch kommt es vermehrt zu einzelnen Ausreißern, die auf das Marginal Pricing Prinzip zurückzuführen sind.
Die österreichischen Anbieter profitieren von PICASSO durch erhöhte Exportmöglichkeiten, während APG auf billige Gebote aus dem Ausland zugreifen kann.
Betreffend den Beitritt zu MARI sind noch keine validen Ergebnisse zu der Kostenentwicklung und den Auswirkungen auf den AE-Preis verfügbar, da der Beobachtungszeitraum noch zu kurz ist. Erste Analysen zeigen aber, dass die Exporte deutlich gestiegen sind und in Zukunft ein noch höheres Exportpotential für die österreichischen Anbieter gegeben ist.

Referenzen

[1] Verordnung (EU) 2017/2195 vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

[1] Austrian Power Grid, Wagramer Straße 19 | 1220 Wien

3.3.2. Regionalisierung des Momentanreservebedarfs für zukünftige Netzauftrennungen

Martin KNECHTGES[1], Gregory CAUTAERTS[(*)], Albert MOSER

Hintergrund und Motivation

Der anhaltende Strukturwandel innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems durch die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele, resultiert in einem Rückbau der vorhandenen lastnahen konventionellen Kraftwerke und in einem Zubau von leistungselektronisch angebundenen lastfernen Erneuerbaren Energien Anlagen. Neben der Reduzierung der vorhandenen Momentanreserve wird das Übertragungsnetz zukünftig höher ausgelastet und an seinen technischen Grenzen betrieben. Damit steigt das Risiko von Netzauftrennungen, als Folge kaskadierender Ausfälle, welche beispielsweise am 04.11.2006 oder am 08.01.2021 aufgetreten sind [1, 2]. Gleichzeitig führt ein erhöhter Leistungsaustausch zwischen den entstehenden Teilnetzen zu einem höheren Frequenzgradienten, wo durch die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen herausfordernder wird. Um Netzauftrennungen bewältigen zu können, das System zu stabilisieren und Blackouts zu vermeiden, ist in Zukunft ein zusätzlicher Bedarf an Momentanreserve erforderlich.

Um den zukünftigen Bedarf an Momentanreserve durch z.B. eine marktbasierte Beschaffung zu allokieren, muss der Bedarf quantifiziert werden. Bedarfe können dabei auf Basis von historischen Netzauftrennungen oder anhand von Netzauftrennungen die an Länder bzw. Bundesländergrenzen entlang verlaufen ermittelt werden [3]. Eine weitere Möglichkeit zur Ermittlung von Netzauftrennungen für die Dimensionierung des zukünftigen Momentanreservebedarfs ist die Verwendung von Cluster-Algorithmen. Hohe Leistungstransite zwischen Netzregionen sind durch große Winkeldifferenzen charakterisiert. Das Clustern der Spannungswinkel in zusammenhängende Teilnetze mit einer hohen Austauschleistung vor der Netzauftrennung, resultiert in hohen Leistungsdefiziten [4]. Dadurch lassen sich für unterschiedliche Netzsituation mit angepasster Last- und Einspeiseleistung kritische Netzauftrennungen ermitteln. Da für eine Vielzahl an Netzauftrennung die Netzsicherheit gewährleistet werden muss, ist eine optimierte regionale Verteilung an Momentanreserve notwendig.

Das Ziel dieses Papers ist, eine Methode zur Regionalisierung des Momentanreservebedarfs für eine Vielzahl an zukünftigen Netzauftrennungen vorzustellen.

Methodik

Um die Methode zur Regionalisierung vorzustellen, sind unterschiedliche Netzauftrennungen und die daraus resultierenden Bedarfe an Momentanreserve notwendig. Dazu wird der Ansatz des Clusterings von Spannungswinkeln verwendet [4]. Der Bedarf an Momentanreserve je Teilnetz für die daraus resultierenden Netzauftrennungen werden mithilfe eines analytischen Zusammenhangs zwischen Frequenzgradient, Leistungsdefizit und vorhandener Momentanreserve ermittelt. Durch Überlagerung der Netzauftrennungen, wie in Abbildung 1 exemplarisch dargestellt, und der Verwendung einer linearen Optimierung lassen sich für regionale Gebiete die optimalen Bedarfe an Momentanreserve ermitteln.

[1] Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de, https://www.iaew.rwth-aachen.de

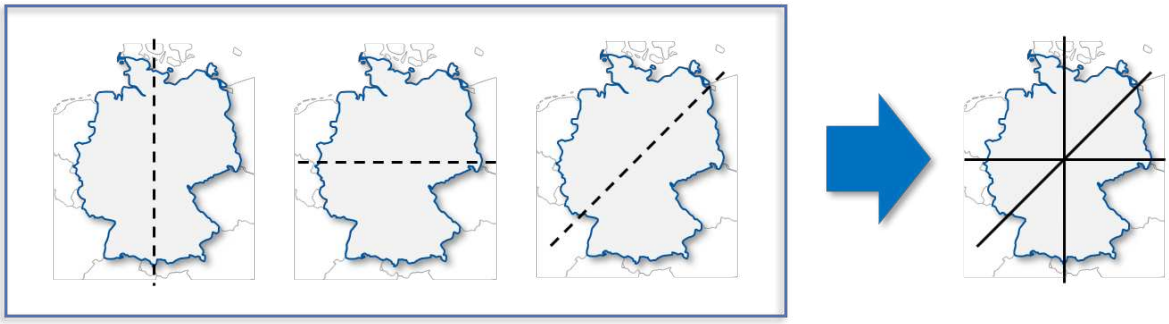


Abbildung 1: Exemplarische Darstellung der Überlagerung von Netzauftrennungen

Ergebnisse

Die Langfassung des Papers enthält eine genauere Beschreibung der Ermittlung der zukünftigen Netzauftrennungen und der linearen Optimierung zur Ermittlung der regionalen Bedarfe an Momentanreserve. In den Untersuchungen wird die Methode auf einem kontinentaleuropäischen Verbundsystem exemplarisch für einzelne zukünftige Last- und Einspeisesituationen angewandt.

Referenzen

[1] ENTSO-E, "Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: Main Report,", Jul. 2021. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/

[2] ENTSO-E, "System Disturbance on 4 November 2006: Final Report,", Jan. 2007. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf

[3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, "Bewertung der Systemstabilität: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf,", Sep. 2023. Accessed: Oct. 16 2023. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf

[4] M. Knechtges and A. Moser, "Identification of System Separations for Dimensioning Future Demand of Inertia,".

3.3.3. Technologiespezifische Bereitstellung von Momentanreserve

Marc WÖSTEFELD[1], Hendrik VENNEGEERTS

Inhalt

Das Ziel einer klimaneutraleren Energieversorgung bedingt die Substitution der Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke mit erneuerbaren Energieanlagen. Daraus entsteht die Herausforderung, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen neu zu organisieren. Insbesondere der Rückgang der Trägheit im Netz wird von den Übertragungsnetzbetreibern als eines der größten Risiken angesehen [1]. Die Netzanbindung der umrichterbasierten Anlagen mit Hilfe von netzbildenden Regelungskonzepten bietet die Möglichkeit einen Teil zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen, speziell auch Momentanreserve (MR) in Form von (virtueller) Trägheit, beizutragen [2]. Trotz eines Branchenkonsenses zur grundlegenden Wirkungsweise und der Aufnahme in die aktuellen Entwürfe der Europäischen Netzcodes sind die Anforderungen noch nicht konkret umschrieben [3]. Für die Bereitstellung von MR liegt zudem offensichtlich eine Technologieabhängigkeit vor [4], die bei der Ausformulierung von Anforderungen zu berücksichtigen ist. Eine Bewertung der differenzierten Primärprozesse kann eine Grundlage für eine konkrete Handlungsableitung bei der Integration in verschiedene Netzebenen des Energieversorgungsnetzes bilden. Das Ziel des Papers ist die Identifikation von Einschränkungen und Potenzialen zur Erbringung von MR verschiedener umrichterbasierten Anlagentypen. Dies geschieht zuerst auf Grundlage von einfachen Modellen umrichterbasierten Erneuerbaren Energie-, Speicher- und STATCOM-Anlagen.

Methodik

Entsprechend der zu erwartenden Output-basierten Definition in Netzcodes wird nur die physikalische Möglichkeit zur Bereitstellung von MR unabhängig von dem spezifischen netzbildenden Regelungskonzept betrachtet. Ein geeignetes Bewertungsschema lässt sich um verschiedene Aspekte, bzw. Kriterien, beliebig erweitern. Für die grundsätzliche Analyse werden vorerst die Aspekte Leistungsrichtung der bereitzustellenden MR, Maximales Leitungsbetriebsdiagramm der MR in Abhängigkeit vom aktuellen Arbeitspunkt und der Dauer der Erbringung sowie der zu betrachtende Technologiegrundsatz (Batterie-, Windenergie-, Photovoltaikanlage, …) mit evtl. Erweiterung um Speicher-, Dissipationseigenschaften.

Die Leistungsrichtung der bereitzustellenden MR stellt sicher, dass neben Speichersysteme auch andere Erzeugungsanlagen explizit eine Leistungsreduktion (negative MR) anbieten können, während eine instantane Leistungserhöhung (positive MR) nicht möglich sein kann.

Der aktuelle Arbeitspunkt (AP) ebenso entscheidend für umrichterbasierte netzbildende Anlagen, da dieser den maximalen Beitrag der MR richtungsabhängig einschränkt. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können umrichterbasierte Anlagen auch signifikante Leistung aus dem Netz aufnehmen, vorausgesetzt die Möglichkeit der Dissipation oder Einspeicherung ist vorhanden. Beide Prozesse wie auch die Leistungsabgabe sind zudem über die technischen Grenzen des Umrichters hinaus ggf. hinsichtlich der verfügbaren Energie und damit in der Dauer einer Erbringung begrenzt.

Letztendlich muss bewertet werden, ob die untersuchte Anlage technologisch über die Fähigkeit verfügt MR bereit zu stellen. Dies hängt von der Planung und Auslegung der Anlage ab. Zusätzliche Speicherelemente können ebenso für die Bereitstellung von MR genutzt werden, wie eine erweiterte mechanische oder elektrische Auslegung. Beide Aspekte können dazu beitragen, auftretende Differenzleistungen abzupuffern. Daher sind in der Analyse nicht nur bestehende Anlagen, sondern insbesondere mögliche Erweiterungen und Ertüchtigungen einzubeziehen,

Ergebnisse

Grundsätzlich ist bei umrichterbasierten Anlagen eine Überschreitung der Bemessungsströme nur in einem äußert geringem Maße möglich, somit kann praktisch keine Bereitstellung von positiver MR bei

[1] Universität Duisburg-Essen, Bismarckstr. 81, 47057 Duisburg, +49 (0)203 379 1015, marc.woestefeld@uni-due.de, +49 (0)203 379 1032, hendrik.vennegeerts@uni-due.de

maximaler Ausgangsleistung erfolgen. Die Reduktion (negative MR) ist jedoch möglich. Ein AP unterhalb des Anlagen-Leistungsmaximums ermöglicht eine Bandbreite der MR auch zusätzlich mit positivem Beitrag. Unterschreitet der AP den Beitrag der abzurufenden negativen MR, würde die umrichterbasierte Anlage zu einem Wirkleistungsbezug wechseln (Tabelle 1).

Nr.	Arbeitspunkt	Negative MR	Positive MR
1	$P > \left(P_{\max} - P_{\text{pos. MR}}\right)$	Ja	Nein/Teilweise*
2	$P_{\text{neg. MR}} \leq P \leq (P_{\max} - P_{\text{pos. MR}})$	Ja	Ja
3	$P < P_{\text{neg. MR}}$	Ja**	Ja

Tabelle 1: Möglichkeit der generellen Bereitstellung der MR in Abhängigkeit von verschiedenen AP. Der erste AP (*) kann zusätzlich positive MR im Leistungsband von P bis P_{max} bereitstellen. Der 3. AP (**) bezeichnet den Bezug von angebotener negativer MR bei betragsmäßig kleinerer Leistungseinspeisung. Die Leistungsbegriffe $P_{pos.\ MR}$ respektive $P_{neg.\ MR}$ bezeichnen die richtungsbedingte abzurufende MR.

Für die Erweiterung des positiven MR-Leitungsbandes im ersten AP scheint eine Überdimensionierung der Leistungshalbleiter nicht wirtschaftlich. Negative MR ruft eine Differenzleistung im Zwischenkreis hervor. Diese muss kurzzeitig eingespeichert oder alternativ in Wärme umgesetzt werden. Die Anbindung weiterer Speicherelemente oder Auslegung auf ein höheres Spannungsniveau ermöglicht bei Einspeicherung eine spätere Wiederverwendung. Die Umsetzung der Differenzleistung in Wärme ist mit Hilfe von Chopper/Crowbar-Elementen möglich, welche i.d.R. Stand der Technik sind. Der Einsatz dieser Elemente kann mit hinreichend schneller Maschinen- und Anlagenregelung minimiert werden. Am Beispiel von Windenergieanlagen (Typ 4) müssen jedoch hochdynamische Drehmomentänderungen auf das mechanische System gegeben werden. Dies resultiert wiederum in verringerter Lebenszeit oder mechanischer Überdimensionierung. Eine Kombination dieser Elemente ist ebenso möglich. Im zweiten AP wird zusätzlich die Bereitstellung positiver MR möglich, sofern zusätzliche Energie in der Anlage verfügbar ist. Des Weiteren kann bei einer Vollumrichter-Windenergieanlage zusätzliche Leistung aus dem mechanischen System bezogen werden. Analog zum ersten AP müssen auch hier Drehmomentänderungen betrachtet werden. Im dritten AP wird die Bereitstellung negativer MR nur im vollen Umfang möglich, wenn ein Leistungsbezug akzeptiert wird. Dieser ist ebenso durch die Methoden der vorherigen APs möglich. Bereitstellung positiver MR erfordert analog zum zweiten AP einen zusätzlichen Leistungsbezug aus dem Maschinenumrichter.
Die Aufschlüsselung der zahlreichen technologischen Möglichkeiten zur Bereitstellung MR zeigt die Notwendigkeit zur umfassenden technologiespezifischen Untersuchung. Detailliertere Ausführungen und weitere Untersuchungen bzw. Validierungen zu weiteren umrichterbasierten Anlagentechnologien können der Langfassung entnommen werden.

Referenzen

[1] H2020 MIGRATE Project. D1.1—Current and Arising Issues Caused by Increasing Power Electronics Penetration. https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/dacdf9db7dffbeb16071037ea26c2f20aac6ed46/D1.1%20summary%20and%20questionnaire%20for%20external%20stakeholders_vf.pdf (Aufgerufen 31.Okt, 2023).

[2] Ulbig, A., Borsche, T.S., Andersson, G. “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation.” In Proc. IFAC Vol. 2014, 47, 7290–7297.

[3] ACER, “Recommendation 03-2023 on reasoned proposals for amendments to the network codes on requirements for grid connection of generators and on demand connection”, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER_Recommendation_03-2023_NC_RfG_DC.pdf (Aufgerufen 12. Jan, 2024)

[4] Matevosyan, J.; Vital, V.; O’Sullivan, J.; Quint, R.; Badrzadeh, B.; Prevost, T.; Quitmann, E.; Ramasubramanian, D.; Urdal, H.; Achilles, S.; et al. Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration? IEEE Power Energy Mag. 2019, 17, 89–98

3.3.4. Modelle für unabhängige Aggregatoren

Theresia PERGER[1], Gerald KALT, Alexander KABINGER, Christine MATERAZZI-WAGNER, Sven KAISER

Hintergrund und Motivation

Das EU „Clean Energy for all Europeans“ Paket (siehe [1]) fordert von den Mitgliedsstaaten gesetzliche Rahmenbedingungen, die Laststeuerung durch Aggregierung ermöglichen. Endkunden soll es möglich sein, über Aggregatoren – auch ohne die Zustimmung ihres Energielieferanten – ihre Flexibilität zu vermarkten. Aggregatoren, die nicht mit dem Versorger des Kunden verbunden sind, werden als „unabhängige Aggregatoren“ bezeichnet und sollen dazu beitragen, die Potenziale verteilter Flexibilitäten zu nutzen, die aufgrund ihrer Größe nicht die Möglichkeit haben, direkt an Strommärkten teilzunehmen oder Netz- bzw. Systemdienstleistungen zu erbringen.

In Anbetracht bevorstehender Gesetzesentwicklungen auf nationaler und europäischer Ebene – insbesondere der derzeit in Ausarbeitung befindlichen Rechtsakte, z.B. dem Network Code Demand Response (vgl. [2]) – gilt es, einen für das österreichische Marktdesign geeigneten Rechtsrahmen für die Tätigkeit unabhängiger Aggregatoren zu schaffen. Im vorliegenden Beitrag werden zentrale Ausgestaltungsmerkmale aus regulatorischer Sicht erörtert und Überlegungen für eine vorteilhafte Umsetzung der Marktrolle „unabhängiger Aggregator“ diskutiert.

Methodik

Zunächst werden Definitionen für Flexibilität und Aggregatoren vorgestellt. In der Literatur (vgl. [3] und [4]) finden sich verschiedene Modelle zur Kategorisierung unabhängiger Aggregatoren. Auf Basis der drei nachfolgend beschriebenen Aggregationsmodelle werden regulatorische Gestaltungsmöglichkeiten diskutiert und Zusammenhang mit dem österreichischen Marktdesign gestellt.

Aggregationsmodelle

Beim *Contractual Model* existiert ein bilateraler Vertrag zwischen dem Lieferanten des Kunden und dem Aggregator, in dem Ausgleichsenergie, Kompensationszahlungen, Informationsaustausch etc. geregelt sind. Im *Corrected Model* werden die Messdaten des Kunden um die Steuerungseingriffe korrigiert, d.h. der Lieferant wird für die Tätigkeiten des unabhängigen Aggregators über den Kunden zu dessen Verbrauchspreis kompensiert. Beim *Central Settlement Model* werden zentral organisierte Korrekturen, z.B. durch den TSO oder die zentrale Clearing-Stelle, durchgeführt, wodurch der Aggregator die Verantwortung für die von ihm verursachten Ausgleichsenergiekosten trägt.

Ergebnisse

Im Folgenden werden einige zentrale Ausgestaltungsmerkmale eines regulatorischen Rahmens für unabhängige Aggregatoren diskutiert.

Berechnung der Baseline

Um den Effekt eines Steuerungseingriffes durch einen unabhängigen Aggregator zu quantifizieren, wird das tatsächliche, gemessene Last-/Erzeugungsprofil meist mit einer sogenannten Baseline verglichen. Die Baseline ist eine Prognose des Verbrauchs (oder der Erzeugung) ohne Aktivierung von Flexibilität, die sich im Allgemeinen aus dem üblichen Verbrauchs- oder Erzeugungsprofil ergibt. Dafür gibt es verschiedene Methoden wie Mittelwertbildung, Regression, o.Ä. (vgl. [5]).

Für die Berechnung der Baseline ist es außerdem relevant, ob zusätzliche „Submeter“ für flexible Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speichereinheiten eingesetzt werden. Dabei müssen bei Steuerungseingriffen nur jene Einheiten berücksichtigt werden, die auch tatsächlich die Flexibilität zur

[1] E-Control (Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft), Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, theresia.perger@e-control.at, https://www.e-control.at

Verfügung stellen, und es finden keine Verzerrungen durch andere Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speichereinheiten statt.

Verantwortung für Ausgleichsenergie

Die Tätigkeit eines unabhängigen Aggregators besteht darin, Last- oder Erzeugungsprofile gezielt im Sinne der Flexibilität netz-, system- oder marktdienlich zu beeinflussen bzw. zu verändern. Daher müssen Aggregatoren in den Zeiträumen, in denen sie steuernd eingreifen, die Verantwortung für Fahrplanabweichungen tragen. Der regulatorische Rahmen hat sicherzustellen, dass die finanzielle Verantwortung für Ausgleichsenergie verursachergerecht zugeteilt wird. Insbesondere dürfen Lieferanten und deren Bilanzgruppen für Effekte, die nicht in ihrem Einflussbereich liegen, keine finanziellen Nachteile entstehen. Dies kann beispielsweise durch nachträgliche (ex-post) Korrekturen der gemessenen Last-/Erzeugungsprofile sichergestellt werden, vgl. [5].

Kompensationszahlungen

Ein weiterer wichtiger Diskussionspunkt sind Kompensationszahlungen für entgangene Einnahmen des Lieferanten, die im Falle einer Nachfragereduzierung entstehen. Die Notwendigkeit solcher Kompensationszahlungen wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Grundsätzlich sollten Kompensationszahlungen nur so weit eingesetzt werden, als sie die direkten Kosten, die durch die Aggregationsaktivitäten für Lieferanten, Kunden und Bilanzgruppen entstehen, nicht übersteigen (siehe Art. 17 (4) Richtlinie EU 2019/944 [7]). Gemäß der Richtlinie bedarf die Berechnungsmethode für Kompensationszahlungen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde oder einer anderen zuständigen nationalen Behörde.

Schlussfolgerungen

Der unabhängige Aggregator ist unter anderem aufgrund der Vielzahl an möglichen Ausgestaltungsvarianten sowie der unterschiedlichen Märkte, an denen er zukünftig tätig sein kann, ein aus regulatorischer Sicht komplexes Thema. Auf Basis geeigneter Modelle kann der weitere regulatorische Rahmen für unabhängige Aggregatoren im Detail ausgestaltet werden. Bei den Überlegungen zu Kompensationszahlungen ist entscheidend, sicherzustellen, dass Endkunden weiterhin Anreize zur Verfügung haben, Flexibilität anzubieten, und dass unabhängigen Aggregatoren ein tragfähiges Geschäftsmodell ermöglicht wird.

Referenzen

[1] Nouicer, A.-M. Kehoe, J. Nysten, D. Fouquet, L. Hancher, L. Meeus. (2020). “The EU clean energy package (ed. 2020)”, Technical Report Nov. 2020, Florence School of Regulation, European University Institute.

[2] EUDSO Entity and ENTSO-E (2023), “Draft Proposal for a Network Code on Demand Response”,https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/supporting_documents/Network%20Code%20Demand%20Response%20v1%20draft%20proposal.pdf (geöffnet 30.11.2023)

[3] USEF (2021) “Flexiblity deployment in Europe – White Paper”, https://www.usef.energy/app/uploads/2021/03/08032021-White-paper-Flexibility-Deployment-in-Europe-version-1.0-3.pdf. (geöffnet 27.11.2023)

[4] Nordic Energy Research (2022), “Distributed Flexibility - Lessons learned in the Nordics”, http://doi.org/10.6027/NER2022-05.

[5] Ziras, C. Heinrich, H. W. Bindner (2021), “Why baselines are not suited for local flexibility markets”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110357.

[6] Schittekatte T., Deschamps V., Meeus L. (2021), “The regulatory framework for independent aggregators”, The Electricity Journal, https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.106971.

[7] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) EU 2019/944, http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj (geöffnet 30.11.2023)

3.3.5. Investigating the Prediction of aFRR activated Volume and Price using Machine Learning

Claire LAMBRIEX(*)[1], Felix PREUSCHOFF, Denise BANGKELING, Albert MOSER

Background and motivation

The balanced outcome of the European and German electricity markets, where supply meets demand, does not always correspond to a physical balance between generation and consumption of electrical energy. Imbalances can result from unexpected weather conditions or consumer behavior and cause a deviation of the grid frequency from its nominal value. To compensate such short-term imbalances, transmission system operators (TSOs) procure and, if necessary, activate balancing reserves, which are divided into standard products in Europe. Automatic and manual Frequency Restoration Reserves (aFRR/ mFRR) are standard products that are used to restore the frequency to its nominal value. Different auctions for each of the standard products are organized by TSOs to secure a sufficient amount of reserves and cost-efficient activation of these reserves. For aFRR and mFRR, remuneration in these auctions consists of a capacity price for the reservation of balancing capacity and an energy price for the actual provision of energy when activated.

Balancing energy markets were introduced in Germany in November 2020 for aFRR and mFRR as a result of the Electricity Balancing Guideline (EB GL) implemented in 2017 [1]. Before the introduction of balancing energy markets, balancing capacity bids were awarded in a capacity auction based on a capacity price merit-order. Energy price bids from balancing service providers that were accepted in the capacity auction were considered for activation. With the new balancing energy markets, participation in the energy auction is also possible without having been successful in the capacity auction, enabling more short-term bidding of balancing energy products. Balancing service providers can now act at shorter notice and better align their bids in the balancing energy markets with known awards from prior electricity auctions. To couple aFRR balancing energy markets at European level and enable cross-border exchange of balancing energy, a platform called PICASSO[2] was established in June 2022 [2]. With the introduction of PICASSO, some market parameters like the remuneration rule and validity period were changed [3].

The balancing energy market provides a new opportunity for market participants like power plant and storage operators to sell their capacity. To determine the quantity and price of bids to be submitted, a forecast of aFRR activation and its market outcome could be useful for market participants. Few attempts have been made in literature to predict the activated aFRR volume or the aFRR energy price using machine learning, generally not achieving very good results. However, the new balancing energy market and the changed market parameters could affect the ability to predict activated aFRR volumes and prices. The goal of this paper is therefore to investigate the prediction of aFRR activated volumes and prices in Germany since the introduction of PICASSO.

Methodology

This paper uses supervised learning techniques to investigate the prediction of the four target variables, which are positive and negative aFRR volumes and prices. Four different tree-based machine learning methods are investigated: Gradient Boosting, Random Forest, XGBoost and LightGBM. To train the models, data such as electricity consumption, (forecasted) electricity generation by energy source and the balancing capacity market volume and price is collected from publicly available sources and prepared. Furthermore, time-related features like the hour, day of week, month and season are used. Characterized by a cyclic nature, e.g., the first day of the week follows the last day of the week, these features are encoded employing sine and cosine values. New features are engineered from the existing

[1] IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: 0241/80-97883, c.lambriex@iaew.rwth-aachen.de, http://www.iaew.rwth-aachen.de

[2] Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation

input data as well, such as generation and consumption ramps and forecast errors. Finally, some features are transformed to deal with inadequate scaling, e.g., skewness, to support the algorithms' learning ability.

For each target variable, different combinations of the input data are investigated. Varying the use of actual and/ or forecasted generation and the handling of skewness, the set of best hyperparameters for each of the target variables is used to initialize a model that is subsequently trained and evaluated. Each of these models is used to evaluate the features' importance, by ranking the features in a list from most to least important and consequently training and evaluating the model with an increasing number of features. By evaluating model performance after every increase, the optimal number of features can be found.

Model performance as well as feature importance are evaluated to compare the different methods. For every combination of the input data, the model performances are evaluated using R, MSE and RMSE, representing common assessment criteria for supervised learning methods.

Results

The proposed machine learning models are used to predict the German aFRR energy market for the period between May 2021 and April 2023. Input data is split into training and test sets randomly with a ratio of 80:20.

The results show that model performances for the activated volumes of positive and negative aFRR are generally not optimal, reaching R values of at most 40%. The input data combinations that included actual generation lead to best model performances. Hydropower-related features appear to be most important, which, to the judgement of the authors, reflects the dominance of hydropower plants participating in the aFRR market in Germany. The prediction of negative aFRR volumes display worse results than for positive volumes.

As for the balancing energy prices, models perform better, reaching R values of at most 95,8%. Balancing capacity prices and hydropower-related features are the most important features for the energy prices.

Overall, the results show that a prediction of activated aFRR volume is difficult despite the consideration of a consistent market design. This seems to be logical, since if the activated volume were predictable, the activation of aFRR could be prevented by trading on the intraday electricity market. The prediction of balancing energy prices reaches better results. If market participants were to use such a prediction to their advantage and in turn influence market outcome, however, it is not certain that predictions would stay reliable. The full version of this paper contains more extensive model descriptions and a detailed description of the results of the model comparison.

References

[1] European Commission, "Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing", 2017

[2] ENTSO-E, "Go-Live of PICASSO: the pan-European Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves and Stable System Operation", 2022

[3] ACER, "Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation", 2022.

3.3.6. The negative impact of Variable Renewable Energy (VRE) to the power system stability – the renaissance of Synchronous Condensers

Robert NEUMANN[1]

Abstract

Due to the increasing share of wind and solar generation, battery energy storage systems and direct current network lines interconnected via inverters with transmission and sub-transmission systems the power system stability decreases. This paper explains what the impacts are and shows possible ways to mitigate them.

Since the 1980's greenfield installations of Synchronous Condensers disappeared and were replaced by SVCs (static VAR compensation) and later STATCOMs (static synchronous compensator), due to the cost competitiveness of those technologies. System strength and system inertia, were not in a focus, as it was available in abundance due to the high share of synchronous generators connected to the grid.

Due to the increasing share of wind and solar generation, battery energy storage systems and direct current network lines interconnected via inverters (IBRs, inverter-based re-sources) with transmission and sub-transmission systems the situation changed significantly. High penetration of IBRs results in lower stability of the electric power system, namely reduced frequency stability, reduced voltage stability, reduced rotor angle stability, reduced resonance stability and reduced converter driven stability.

Several transmission systems operators reacted already to the fact, that compensation devices such as SVCs and STATCOMs support only regarding the voltage stability, and not regarding other stabilities issues. The energy transitions conditions that the amount of IBRs (PV and Wind generation) will replace thermal power plants (e.g., coal, gas). This causes that the short circuit power and inertia is reduced, leading to lower system strength. One the one hand, wider area undamped voltage and power oscillations, generator fault ride-through degradation, mal-operation or failure of protection equipment, prolonged voltage recovery after a disturbance (FIDVR), larger voltage step changes after switching capacitors, increa-sed harmonic distortion, deeper voltage sags and higher voltage transients. On the one hand, higher frequency instability due to higher frequency gradients i.e., RoCoF, deterioration of fault detection. Both result in limited hosting capacity of the power system to further integrate renewable wind and photovoltaic generation.

The proposed presentation:

- explains what the contributions and limits of Synchronous Condenser Systems are in terms of short circuit contribution in MVA (increasing system strength), inertia in MWs and reactive power compensation in MVAr.
- highlights the differences, pros and cons, between the 2 different Synchronous Con-denser designs (salient pole design and cylindrical rotor design)
- showcases of recent Synchronous Condenser projects of ANDRITZ

[1] ANDRITZ HYDRO GmbH, Eibesbrunnergasse 20, 1120 Wien, robert.neumann@andritz.com, www.andritz.com

3.4. ENGPASSMANAGEMENT

3.4.1. Zentrales Regelungskonzept zum Engpassmanagement im Verteilnetz mittels gemischt-ganzzahliger nichtlinearer Optimierung

Manuel SCHWENKE(*), David NICKEL[1], Jutta HANSON

Motivation

Der verstärkte Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz führt zur Verlagerung der Einspeisung elektrischer Leistung vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz, wodurch Netzdienstleistungen zukünftig vermehrt im Verteilnetz verfügbar sein werden. Auf Grund der gesetzlichen Verpflichtung für die Netzbetreiber zur Umsetzung des Prozesses Redispatch 2.0 stehen der Netzführung zusätzliche Daten für die Bewertung des Netzzustandes zur Verfügung. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, zentrale Regelungssysteme zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement einzusetzen. Solche Optimierungsalgorithmen für den Leistungsfluss und die Spannungshaltung bieten die Möglichkeit Freiheitsgrade für den optimalen Einsatz von Blindleistung bei minimaler Wirkleistungsabregelung zu nutzen.

Methodik

Im ersten Schritt wird ein Algorithmus entwickelt, der es ermöglicht, diskrete Stellungen des Transformatorstufenstellers und diskrete Wirkleistungsabregelungsbefehle zusammen mit variabler Blindleistungseinspeisung mit kontinuierlichen Wertebereichen zu optimieren. Das daraus resultierende gemischtganzzahlige nichtlineare Optimierungsproblem (MINLP) für den optimalen Lastfluss wird mit Hilfe der Simulationsumgebung pandapower und dem Python-Packet Pyomo gelöst.

Um praxisnahe Nebenbedingungen im Algorithmus zu integrieren, werden VDE-AR-N 4110 für die Bereitstellung der Blindleistung durch die Anlagen und VDE-AR-N 4141 für den Austausch von Blindleistung mit benachbarten Netzen herangezogen.

Im nächsten Schritt wird der Algorithmus unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen in einem Mittelspannungsnetz angewendet. Es werden verschiedene Szenarien für die Regelbarkeit der Anlagen untersucht und daraus Anforderungen für die intelligente Netzführung abgeleitet. Zudem wird mithilfe des implementierten Algorithmus aufgezeigt, welche Vorteile eine intelligente Netzführung in Form einer zentralen Blindleistungsregelung gegenüber herkömmlichen lokalen Blindleistungsregelungen bietet. Außerdem wird bewertet, inwiefern sich das vorliegende Modell zum Engpassmanagement für den Redispatch 2.0 eignet.

Ergebnisse

Die Resultate zeigen, welche Vorteile die zusätzliche Berücksichtigung von diskreten Variablen innerhalb eines zentralen Regelalgorithmus hat. Der Vergleich mit lokalen Regelungsmethoden zeigt eine verbesserte Spannungshaltung und ein effektiveres Engpassmanagement. Mit dem Regelalgorithmus kann der Abruf des Redispatch gemäß der Vorgabe in eine intelligente Netzführung eingebettet werden. Die Berücksichtigung der Stufenschalter in der Optimierung erhöht die Anzahl der möglichen Betriebspunkte, wodurch optimierte Lösungen mit dem Algorithmus gefunden werden. Zudem werden aus den untersuchten Szenarien Anforderungen an ein zentrales Regelungskonzept abgeleitet und mit den bestehenden Regelungsmöglichkeiten eines herkömmlichen Mittelspannungsnetzes verglichen.

[1] Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, manuel.schwenke@e5.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

3.4.2. Regulatorische Analyse von marktbasiertem Engpassmanagement durch industrielle Flexibilität

Felix HEMBACH[1], Veronica SEQUEIRA TAXER[2], Sarah FANTA[3], Viktor ZOBERNIG[4]

Inhalt

Die Liberalisierung des europäischen Strommarkts führte über die vergangenen Jahre zu geringeren Strompreisen für Konsumenten, neuen Berufsfeldern und sie treibt die Investitionen in erneuerbare Energieträger voran. Neben diesen Vorteilen bringt die Entflechtung der vertikal integrierten Unternehmen auch neue Herausforderungen für die Netzbetreiber mit sich, die dadurch gefordert waren Netz- und Systemdienstleistungen sowie Engpassmanagement von den Marktteilnehmern am Energiemarkt zuzukaufen, um die Stromnetze zuverlässig zu betreiben. Anfangs wurden derartige Dienstleistungen vorrangig durch konventionelle Kraftwerke erbracht. In der jüngeren Vergangenheit beteiligten sich zunehmend auch neue Marktteilnehmer, insbesondere Aggregatoren an der Erbringung dieser Dienstleistungen. Dieser Trend wird durch die weitere Gesetzgebung auf der Ebene der europäischen Union zunehmend verstärkt. Dies zeig sich insbesondere in der *Verordnung (EU) 2019/943* und *Direktive (EU) 2019/944*, welche neue Vorgaben für die Durchführung des Engpassmanagements einführen. Speziell wird in diesen das Thema der marktbasierten Beschaffung von Engpassmanagement sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilernetzbetreiber aufgegriffen. Dieser Beitrag beleuchtet die regulatorischen und organisatorischen Fragestellungen, welche mit einer Einführung marktbasierten Engpassmanagements in Österreich verbunden wären. Zusätzlich wird die Fragestellung durch eine Querschnittsanalyse der Lösungsansätze in anderen Ländern ergänzt.

Methodik

Um potenzielle Hürden in der Erbringung von marktbasiertem Engpassmanagement zu identifizieren, wurde eine Produktspezifikation für Engpassmanagement erstellt, wie sie zukünftig für die Bedürfnisse des Übertragungsnetzbetreibers zum Einsatz kommen könnte. Basierend auf dieser wurden im Zuge einer Literaturrecherche die technischen Kriterien den gesetzlichen Anforderungen auf europäischer Ebene wie auch den Vorgaben der national gültigen Regelwerke - *Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz*, Landeselektrizitätsgesetze, *Sonstige Marktregeln Strom*, *Verordnung (EU) 2017/1485 (SOGL)*, *SOGL Datenaustausch-V Verordnung (EU) 2019/943* und *Direktive (EU) 2019/944* - gegenübergestellt und potenzielle Konflikte, sowie zukünftige Arbeitsfelder identifiziert. Ebenso wurden Lösungsansätze anderer EU-Länder bezüglich der sich ergebenden Fragestellungen gesammelt. Um auch die Bedürfnisse der Anbieterseite zu erfassen, wurde zusätzlich eine Umfrage unter Industriebetrieben durchgeführt in welcher die bisherigen Erfahrungen im Zusammenhang mit der Flexibilisierung ihrer Stromerzeugung bzw. ihres Stromverbrauchs erfragt wurde. Die Ergebnisse dieser Umfrage wurden im Zuge von Expertengesprächen mit ausgewählten Industriebetrieben nachbesprochen.

Ergebnisse

Die Einbeziehung kleinteiligerer Flexibilitäten in den Engpassmanagementprozess erscheint anhand der durchgeführten Untersuchungen grundsätzlich möglich. In der näheren Analyse zeigten sich dabei aber insbesondere die notwendige Flexibilisierung bisheriger Prozesse, die Bestimmung und Übermittlung eines adäquaten Fahrplans und die Schaffung eines liquiden Markts mit ausreichenden Erlösaussichten für Flexibilitätsanbieter als wesentliche Arbeitsfelder für eine praktische Implementierung. Diese Arbeitsfelder sind nachfolgend näher beschrieben.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, felix.hembach@apg.at
[2] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, veronica.sequeirataxer@apg.at
[3] Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at
[4] Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at

Fahrpläne

Redispatch erfordert eine Bekanntgabe des initial geplanten Dispatch in Form einer Fahrplanmeldung bzw. der Meldung einer entsprechenden Baseline. Eine derartige Anforderung ist in Österreich Standard für Erzeugungsanlagen ab einer Engpassleistung von einem Megawatt [9]. Die zugehörigen Bestimmungen finden sich in den *sonstigen Marktregeln Fahrpläne* und sind gesetzlich verankert in der *Verordnung (EU) 2017/1845* und auch in der *SOGL-Datenaustausch-V*. Die Fahrplanverpflichtung der SOGL für im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, spiegelt sich aber derzeit nicht in der *SOGL Datenaustausch-V* wider und eine Verpflichtung für im Verteilernetz angeschlossenen Lasten besteht derzeit weder in der SOGL noch in der zugehörigen nationalen Verordnung. Um dennoch den Erbringungsnachweis führen zu können müsste eine Baseline oder Fahrplanverpflichtung daher Teil der Teilnahmebedingungen der Netzbetreiber sein. Gleichzeitig stellt gemäß der Rückmeldung der Umfrage eine Fahrplanverpflichtung auch aus Sicht der Unternehmen eine Herausforderung dar, da die Ermittlung eines Stromverbrauchsfahrplans bzw. eine Fahrplanerstellung für das Tagesgeschäft bisher nicht immer als notwendig erachtet wurde und die Prognose von Industrieprozesse laut Aussage der befragten Unternehmen mit Unsicherheiten behaftet ist.

Ausgestaltung des Vergütungsmodells

Die aktuelle Rechtslage in Österreich sieht eine Abgeltung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten vor. Im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung, stellt dies für potenzielle industrielle Teilnehmer keinen ausreichenden Anreiz dar sich am Engpassmanagement zu beteiligen, da hierfür die Erlöse aus der Teilnahme nicht nur die kurzfristigen Kosten, sondern auch langfristig die Investitionskosten in die Anlagenflexibilisierung und ggf. geänderte Betriebsweise abdecken bzw. überschreiten sollten.

Dem gegenüber steht die Aufgabe des Regelzonenführers bzw. Netzbetreibers die notwendigen Systemdienstleistungen kostengünstig zu beschaffen. Hierbei ist in der Ausgestaltung ein besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass eine ausreichende Liquidität für ein etwaiges Engpassmanagement-produkt besteht und eine Segmentierung von Produkten, welche zu einer Marktmacht einzelner Anbieter führen könnte, vermieden wird. Zur Sicherstellung eines funktionierenden Marktes werden dazu in anderen Ländern begleitende Maßnahmen, wie die verpflichtende Abgabe von Geboten, die Kopplung mit anderen Märkten (z.B. Tertiärregelreserve) und Strafzahlungen für strategisches Bieterverhalten beobachtet.

Sofern eine Beschaffung des Engpassmanagements gegebenenfalls aus Liquiditätsgründen gemäß *Art. 13 (3) VO 2019/943*, nicht für das gesamte Engpassmanagement, sondern nur für einen Teil davon marktbasiert erfolgen soll, ist dabei auch die Abgrenzung zwischen den Teilnehmern an kosten- und marktbasiertem Engpassmanagement sorgfältig zu wählen.

Harmonisierung der Bedingungen für Engpassmanagement im Verteilernetz

Im Lichte der Vermeidung einer Segmentierung erscheint eine Harmonisierung der Bedingungen für eine Nutzung von Engpassmanagement durch Verteilernetzbetreiber in Österreich sinnvoll, da die jeweils gültigen Landeselektrizitätsgesetze aktuell unterschiedliche Anforderungen an den verantwortlichen Verteilernetzbetreiber stellen.

Die Untersuchung erfolgte im Zuge des Forschungsprojekts Industry4Redispatch und wird mit Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ umgesetzt.

Referenzen

[1] E-Control, „Sonstige Marktregeln Strom - Fahrpläne,“ [Online], https://www.e-control.at/documents/1785851/0/SoMa_Fahrpl%C3%A4ne_V6.5_ab+23.1.2023.pdf/82184b25-9af7-0fc6-b5a2-21f9695e2592?t=1674144985307, (Aufgerufen 28.11.2023).

3.4.3. Untersuchung der Formulierung von Leistungsflussrestriktionen auf die Rechenzeit einer Engpassmanagement-Simulation

Lukas HEIN(*)[1], Matthias PREUß(*), Tobias SOUS(*), Albert MOSER

Einleitung und Motivation

Durch die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen ändert sich das elektrische Energiesystem signifikant. Der geplante Zubau erneuerbarer Energie Anlagen hat einen starken Einfluss auf das aktuelle elektrische Energiesystem. Aus der Dargebotsabhängigkeit der Energieerzeugung aus erneuerbarer Energie folgt, dass die Erzeugung zunehmend lastfern geschieht, wodurch der Übertragungsbedarf durch das Übertragungsnetz zunimmt. Der verzögerte Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes hat zur Folge, dass der Bedarf an Engpassbehebungsmaßnahmen steigt [1]. Erneuerbaren Energien Anlagen sind vornehmlich kleiner als Kraftwerke, wodurch die Anzahl der Akteure zunimmt. Hierdurch steigt die Komplexität des Engpassmanagements.

Allerdings bedürfen aktuelle Fragestellungen, wie bspw. Planung von Netzausbau [2], Validierung von Gebotszonen [3], häufig viele und schnelle Engpassmanagement-Simulation. Aus diesem Grund gilt es die Engpassmanagement-Simulation möglichst zeiteffizient ohne einen Verlust der Güte durchführen zu können. Engpassmanagement-Simulationen basieren in der Regel auf der Optimierung der Kosten für Engpassmanagement unter Einhaltung technischer und betrieblicher Grenzwerte. Als Nebenbedingungen fließt die Begrenzung der Leistungsflüsse auf allen Leitungen und Transformatoren im Übertragungsnetz ein. Die Formulierung der Leistungsflussrestriktionen stellen dabei einen Hebel zur Reduktion der Rechenzeit dar. In der Literatur werden verschiedene Implementierungsmöglichkeiten vorgestellt. Eine detaillierte Betrachtung der Implementierungsmöglichkeiten und deren Vergleich anhand eines konsistenten Modells wurde bereits in [4] durchgeführt. Das Ziel diesen Papers liegt daher in der Validierung der Erkenntnisse sowie der Erweiterung des bestehenden Modells um Ausfallbetrachtungen und Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen, da diese speziell im Engpassmanagement zukünftig relevanter werden. Die Modellierung des Engpassmanagement erfolgt in diesem Paper als lineares Optimierungsproblem, daher werden bei der Formulierung der Leistungsflussgleichungen lediglich lineare Implementierungen berücksichtigt.

Analyse und Modellbildung

Wechselstrom Leistungsflussgleichungen

Die Leistungsflüsse in einem elektrischen Netz ergeben sich anhand physikalischer Gesetzmäßigkeiten gemäß der Leitungsimpedanzen. Diese können bei einem mit Wechselstrom betriebenen Übertragungsnetz durch trigonometrische Funktionszusammenhänge beschrieben werden. Im Allgemeinen werden zur Lösung dieser nichtlinearen, trigonometrischen Funktionen iterative Verfahren, wie das Newton-Raphson-Verfahren, verwendet. Diese iterativen Verfahren benötigen eine lange Rechenzeit und eignen sich daher nur bedingt für rechenzeitintensive Simulationen. Eine Berücksichtigung der nichtlinearen Gleichungen in einem Optimierungsproblem führen zusätzlich zu einer erheblichen Komplexitätssteigerung. Daher ist die Linearisierung der Leistungsflussgleichungen sinnvoll.

Linearisierten Wirkleistungsfluss

Im Übertragungsnetz ist es möglich unter bestimmten Annahmen die nichtlinearen, trigonometrischen Leistungsflussgleichungen zu linearisieren und dadurch linearisierte Wirkleistungsflussgleichungen zu ermitteln. Dieses Vorgehen ist gängige Praxis und führt zu einer schnelleren Berechnung der

[1] Institut für Elektrische Anlagen, Netze Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW, RWTH Aachen), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 241 80 96721, l.hein@iaew.rwth-aachen.de, https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/~cyffs/IAEW

Leistungsflüsse und erzielt hinreichend genaue Ergebnisse. Insgesamt werden dem linearisierten Wirkleistungsfluss 3 Annahmen für das Übertragungsnetz unterstellt [4]:

- Verhältnis von R zu X ist klein $(R \ll X)$
- Einheitliches Spannungsniveau $|U| = 1\ p.u.$
- Winkeldifferenz zwischen den Knoten klein $\Delta\delta\ klein \rightarrow \sin(\Delta\delta) \approx \Delta\delta$

Die Abbildung des linearisierten Wirkleistungsfluss ist anhand von drei mathematischen Formulierungen möglich, die in Tabelle 1 aufgeführt sind und im Rahmen des Papers untersucht werden. In der Literatur [5], [6] und [7] sind Beschreibungen der mathematischen Formulierungen zu finden.

PTDF-Formulierung [5]	**Winkeldifferenzen [6]**	**Maschengleichungen [7]**
$P_l = PTDF^{l \times N} \cdot P_N$	$P_l = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_i - \delta_j)$	$\sum_{l \in L} C_{l,c}\, X_l P_l = 0$
P_l: Leistungsfluss auf Leitung l P_N: Vektor der Einspeiseleistungen der Knoten	P_l: Leistungsfluss auf Leitung l X_l: Reaktanz der Leitung l δ_i: Phasenwinkel der Spannung am Knoten i	P_l: Leistungsfluss auf Leitung l X_l: Reaktanz der Leitung l $C_{l,c}$: Matrix zur Beschreibung unabhängiger Maschen c: Unabhängige Maschen

Tabelle 1: Mathematische Formulierungen des linearisierten Wirkleistungsflusses

Ergebnisse und Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Papers ist eine Engpassmanagement-Simulation implementiert worden, in der die vorgestellten Formulierungen des linearisierten Leistungsflussrestriktionen hinsichtlich ihrer Rechenzeit untersucht werden können.

Das zugrunde gelegte Untersuchungsszenario beschreibt ein zukünftiges europäisches Übertragungsnetz. Die zugrunde gelegte europäische Strommarktsimulation bezieht sich auf Kontinentaleuropa. Für die Untersuchungen wird eine Fokusregion ausgewählt anhand derer die Engpassmanagement-Simulation validiert wird. Auf diese werden anschließend die verschiedenen Formulierungen der Leistungsflussgleichung angewendet und ausgewertet.

Insgesamt zeigt sich, dass die Formulierung der PTDF-Matrix am längsten für die Engpassmanagement-Simulation benötigt. Sowohl die Formulierung über die Maschengleichungen als auch über die Winkeldifferenzen zeigen erheblich geringere Rechenzeit. Dies bestätigt die Ergebnisse aus [4], weshalb die Verwendung einer dieser Formulierungen für weitere Untersuchungen empfohlen wird.

Referenzen

[1] Risse, O.; Cyril, S.; Erlach, B.: Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, 2020 (https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_ESYS_Netzengpaesse.pdf)

[2] 50Hertz GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023

[3] Felling, T.; Solving the Bi-level Problem of a closed Optimization of Electricity Price Zone Configurations using a Genetic Algorithm, Energy Economics, 2019

[4] Hörsch, J; Ronellenfitsch, H; Witthaut, D.; Brown, T.: Linear optimal power flow using cycle flows. In: Electric Power Systems Research 158, S. 126–135. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.12.034, 2018

[5] Bergh, K van den; Delaure, E.; D'haeseleer, W.: DC power flow in unit commitmend models. TIME working Paper – Energy and Environment, 2014

[6] Polster, S., Renner, H.: Berechnung elektrischer Energienetze, 2017

[7] Hörsch, J.; Brown, T.: The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios, 2017

3.4.4. Beitrag zur Transformation des Deutschen Verteilnetzes und Auswirkungen Gesetzlicher Änderungen

Tom STEFFEN(*)[1], Béla WIEGEL, Christian BECKER

Einleitung

Mit dem Pariser Klimaabkommen hat sich die internationale Gemeinschaft verpflichtet, die globale Erwärmung zu begrenzen. Um dieses zu erreichen werden zunehmend energieintensive Verbraucher elektrifiziert, welche die benötigte Energie direkt aus Erneuerbaren Energien umsetzen und damit zur Dekarbonisierung beitragen. Somit werden in den vergangenen Jahren vermehrt Elektroautos (EVs), elektrische Wärmepumpen (EHPs) und elektrische Haushaltsspeichersysteme (BESs) subventioniert und ausgebaut. Um hohe Investitionskosten für den Ausbau des Energienetze zu vermeiden, handeln die Entscheidungsträger nach dem NOXVA Prinzip [1]. Diese Strategie lässt sich auch in der aktuellen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) § 14a wiedererkennen. Die Neuausgestaltung des Gesetzestextes sieht dabei vor, dass Betreiber elektrischer Verteilnetze den Verbrauch sogenannter Steuerbarer Verbrauchseinheiten (SteuVE) in Notsituationen begrenzen können [2]. Ziel der Untersuchungen dieses Papers ist die Analyse der Häufigkeit und Höhe auftretender Engpässe im Verteilnetz und inwieweit die Gesetzesänderung zur Vermeidung auftretender Engpässe beitragen kann. Dabei untersuchen die Autoren repräsentative Verteilnetztopologien, basierend auf dem SimBench Datensatz [3], mit heutiger, intermediärer und zukünftiger Technologiedurchdringung unter Einbezug unterschiedlicher Wetterszenarien. Die entwickelten Modelle berücksichtigen dabei sektorspezifische Interaktionen und basieren auf der Open-Source TransiEnt Bibliothek [4] zur Modellierung von sektorgekoppelten Energiesystemen. Weiterhin wird ein §14a-konformes Engpassmanagement aufgebaut und die Auswirkung auf die Engpasssituation analysiert und bewertet. Erste Ergebnisse zeigen, dass insbesondere in zukünftigen Niederspannungsnetzen strombedingte Engpässe zu erwarten sind und häufiges Engpassmanagement notwendig werden könnte.

Methodik

Das in dieser Arbeit verwendete Modellierungskonzept basiert auf den Methoden und Szenarien aus den vorangegangenen Veröffentlichungen [5 - 7]. Dabei wird ein Bottom-Up-Ansatz gewählt, welcher die detaillierte Modellierung von Prosumer-Haushalten vorsieht. Darauf aufbauend werden ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetztopologien aus dem SimBench-Datensatz in der Modellierungssprache Modelica mit hohem Detailgrad nachgebildet und untersucht. Zur Identifikation von Engpasssituationen werden die strom- und spannungsbasierten Grenzen herangezogen. In dieser Arbeit wird ein strombedingter Engpass als Überschreitung des thermischen Grenzstroms I_{max} des betrachteten Kabeltyps verstanden. Spannungsbasierte Engpässe werden, der europäischen Norm EN 50160 folgend, als Abweichung der 10-Minuten-Mittelwerten des Spannungseffektivwerts U um mehr als 10% gegenüber der Nennspannung U_N verstanden. Nach der Analyse der Szenarien wird ein §14a-konformes Engpassmanagement implementiert. Dabei werden in Engpasssituationen SteuVE, in den hier betrachteten Szenarien BESs, EHPs und Ladeinfrastruktur für EVs, mit maximaler Wirkleistungsaufnahme $P_{max} > 4{,}2\,\text{kW}$ diskriminierungsfrei abgeregelt. Methodisch wird dabei die Sensitivität der Leistungsänderung gegenüber der sich im Engpass befindlichen Netzzustandsgröße zu Grunde gelegt.

Vorläufige Ergebnisse

Im Folgenden werden für unterschiedliche Technologiedurchdringung eines beispielhaften Niederspannungsnetz, basierend auf dem SimBench *1-LV-rural2--0-no_sw* Datensatz, die Leitungsbelastung sowie die Knotenspannungen über einen Simulationszeitraum von 30 Tagen betrachtet, siehe Abbildung 1. Das zugrundeliegende Wetterszenario basiert auf den Wetterdaten des

[1] Institut für Elektrische Energietechnik - Technische Universität Hamburg, Harburger Schloßstraße 36 21073 Hamburg Deutschland, Tel.: +49 40 42878 3213, {tom.steffen, bela.wiegel, c.becker}@tuhh.de , https://www.tuhh.de/ieet/startseite

Deutschen Wetterdiensts (DWD) aus dem Januar 2020 für Hameln (Niedersachsen). Es fällt auf, dass sowohl die Leitungsauslastung aber auch die Knotenspannung sich vom heutigen Technologiemix hin zum zukünftigen Szenario deutlich verändern. Die Leitungsauslastung im heutigen Szenario weist dabei kaum kritisches Verhalten hinsichtlich beider Kriterien auf. Im Zukunftsszenario hingegen wird in dieser Topologie die Leitungsauslastung an 80 % der Tage überschritten. Die Grenzen des Spannungsbandes werden an 8 von 30 Tagen im 10-Minuten-Mittel nicht eingehalten. Somit sind in dieser Topologie strombedingte Engpässe deutlich wahrscheinlicher als spannungsbedingte Engpasssituationen, was sich auf die niedrigen Leitungslängen in dieser Topologie zurückführen lässt. Nächste Schritte in der Untersuchung sind nun, wie die Novelle des § 14a (EnWG) mit der aktuell definierten Eingriffsmöglichkeit in SteuVE diese Engpässe beheben können, und ob es zu Nachholeffekten oder ggfs. zu einer Verschiebung von Engpässen kommt.

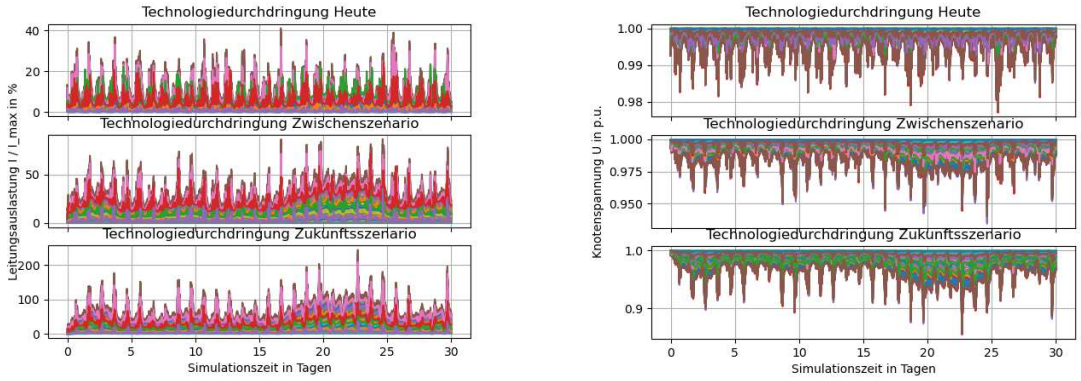


Abbildung 1: Vergleich von Leitungsauslastung und Knotenspannung gegenüber den Technologiedurchdringungsszenarien (heute, Zwischen- und Zukunftsszenario) am Beispiel eines ländlichen Niederspannungsnetzes.

Referenzen

[1] Volk, K., Konermann, M. (2020). Smart Grids – die Enabler der Smart Cities. In: Etezadzadeh, C. (eds) Smart City – Made in Germany. Springer Vieweg, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-27232-6_33.

[2] Bundesnetzagentur (2023). Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=877500.

[3] S. Meinecke et al., “SimBench — A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis,” Energies, vol. 13, no. 12, p. 3290, Jun. 2020.

[4] Senkel, C. Bode, J.-P. Heckel, O. Schülting, G. Schmitz, C. Becker, and A. Kather, “Status of the transient library: Transient simulation of complex integrated energy systems,” 14th Modelica Conference 2021, pp. 187–196, 09 2021.

[5] K. Hoth, T. Steffen, B. Wiegel, A. Youssfi, D. Babazadeh, M. Venzke, C. Becker, K. Fischer, and V. Turau, “Holistic simulation approach for optimal operation of smart integrated energy systems under consideration of resilience, economics and sustainability,” Infrastructures, vol. 6, no. 11, p. 150, oct 2021.

[6] T. Steffen, B. Wiegel, D. Babazadeh, A. Youssfi, C. Becker, and V. Turau, “Generation of realistic smart meter data from prosumers for future energy system senarios,” 10th Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, NEIS 2022, 2022.

[7] Wiegel, T. Steffen, D. Babazadeh and C. Becker, "Towards a more comprehensive open-source model for interdisciplinary smart integrated energy systems," *2023 11th Workshop on Modelling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, San Antonio, TX, USA, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/MSCPES58582.2023.10123432.

3.4.5. Day-ahead-Engpassprognose für elektrische Verteilnetze mittels probabilistischer Lastflussrechnung

Finn NUßBAUM(*)[1], Jonas KOCK AM BRINK, Anna-Lena STEEN, Christian BECKER

Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaabkommens und der CO2-Einsparungsziele vollzieht sich eine grundlegende Transformation des Energiesystems. Energie wird zunehmend dezentral aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt und gleichzeitig steigen die Lasten durch Sektorenkopplung. Diese Entwicklungen sind vor allem im Verteilnetz spürbar, wo vermehrt Netzengpässe auftreten werden und daher entsprechende Methoden zur Engpassvorhersage und -behandlung nötig werden [11]. Die Vorhersage von Engpässen ist aufgrund der stochastischen Natur des Wetters und des Nutzerverhaltens mit Unsicherheiten verbunden. Es ist daher sinnvoll, neben der Vorhersage auch die Zuverlässigkeit dieser zu quantifizieren [12]. Diese Unsicherheiten können probabilistisch, also in Form von Wahrscheinlichkeitsverteilungen, modelliert werden. Auch der Zeithorizont der Vorhersage ist hierbei von Bedeutung. Direkte Eingriffe in Erzeugung oder Verbrauch verursachen Kosten, die vermieden werden können, wenn bereits bei der Beschaffung am Day-Ahead-Markt mögliche Engpässe berücksichtigt werden [13].

In Bezug auf probabilistische Engpassvorhersagen für das Verteilnetz existieren bisher nur einige Ansätze, die oft nur ausgewählte im Verteilnetz zentrale Bestandteile wie Photovoltaik oder E-Autos einbeziehen, zur Modellierung der Unsicherheiten vor allem historische Daten verwenden oder nur kurze Zeithorizonte berücksichtigen. In diesem Paper werden im Gegensatz dazu die Unsicherheiten des Wetters anhand der Ensemble-Prognosen modelliert und somit explizit die Unsicherheiten der aktuellen Vorhersage berücksichtigt. Zusätzlich werden sowohl die Last als auch die Erzeugung am Vortag prognostiziert, was eine Berücksichtigung bei der Energiebeschaffung ermöglicht.

Methodik

Zur Erstellung der Prognosen wird ein Framework entwickelt, das mittels probabilistischer Lastflussrechnungen auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen die Auslastungen der Betriebsmittel im Verteilnetz am nächsten Tag vorhersagt. Im ersten Schritt werden dazu für die Lasten und für die mit der Erzeugung verbundene Windgeschwindigkeit bzw. solare Strahlung Normalverteilungen angenommen, für die jeweils Standardabweichungen und Mittelwerte berechnet werden. Für die Erzeugung werden dazu die Ensemble-Prognosen des Deutschen Wetterdienstes [4] verwendet und für die Erstellung der Lastmodelle wird auf historische Daten zurückgegriffen.

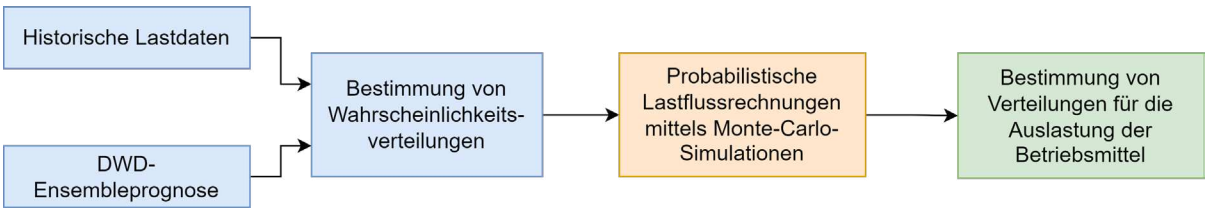


Abbildung 1: Ablauf der Engpassprognose

Wie bei den VDEW-Standardlastprofilen wird dabei nach Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeiträume) und nach Wochentagen (Mo-Fr, Sa, So) unterschieden. Mit diesen Wahrscheinlichkeitsverteilungen als Eingangsgrößen werden probabilistische Lastflussrechnungen mittels Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Dabei werden aus den Verteilungen der Lasten und Wetterparameter wiederholt Stichproben gezogen und jeweils eine deterministische Lastflussrechnung durchgeführt. Anhand der Ergebnisse aus den Lastflussrechnungen werden Verteilungen der Betriebsmittel-

[1] Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstraße 36, D-21079 Hamburg, Tel: 0049 40 42878-4092, finn.nussbaum@tuhh.de, https://www.tuhh.de/ieet

auslastungen abgebildet und Wahrscheinlichkeiten für Engpässe abgeschätzt. Dieser Ablauf ist in Abbildung 1 dargestellt.

Vorläufige Ergebnisse

Zum Test des Frameworks wird ein städtisches Mittelspannungsnetz im Ausbauszenario 2034 aus dem Simbench-Datensatz [5] mit dazugehörigen nominellen Last- und Erzeugungsleistungen untersucht. Als Simulationszeiträume werden Wochen im Mai, Juli und September betrachtet. Zum Vergleich werden dabei aus den Lastdatensätzen die realen Verläufe der simulierten Tage verwendet und aus den Wetterdaten Erzeugungsleistungen berechnet.

Generell zeigt sich, dass mittels der probabilistischen Auslastungsprognose die Verläufe des nächsten Tages gut abgebildet werden können. Der reale Verlauf befindet sich meistens innerhalb eines Bandes zwischen dem 10-%- und dem 90-%-Perzentil der Prognose, wie beispielhaft für den 11. Mai und einen Transformator in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich auch, dass die Unsicherheiten vor allem durch das Wetter beeinflusst sind. Dies wird an den breiteren Perzentilbändern im Tagesverlauf deutlich. Mittels Einbeziehung der Ensembleprognose können diese gut erfasst und somit berücksichtigt werden.

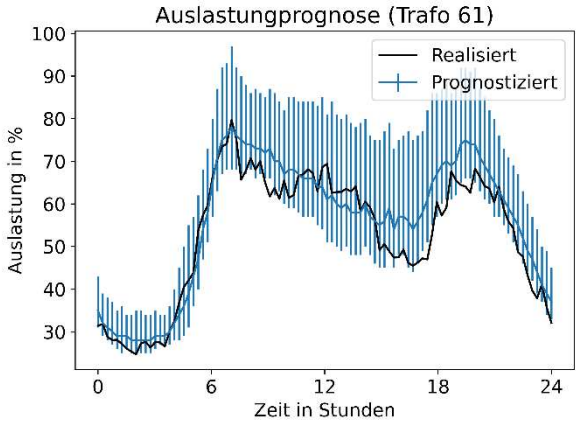


Abbildung 2: Vergleich der prognostizierten und tatsächlichen Auslastung für einen Transformator

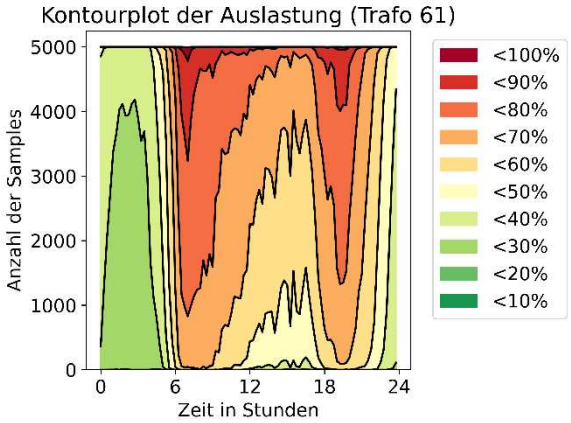


Abbildung 3: Kontourplot der Auslastung im Tagesverlauf für einen Transformator

Zur Entwicklung von Handlungsempfehlungen auf Basis der Prognose wird ein Kontourplot der Auslastung (siehe Abbildung 3) gewählt. In diesem ist dargestellt, wie viele Samples für einen Transformator zum jeweiligen Zeitpunkt unterhalb einer gewählten Auslastung liegen. Hier ist beispielhaft zu erkennen, dass besonders in den Morgen- und Abendstunden eine Auslastung von 70 % oder höher sehr wahrscheinlich ist und daher adäquate Maßnahmen zur Reduzierung der Belastung ergriffen werden sollten. Hierauf aufbauend müssen zukünftig Eingriffsschwellen definiert werden. Im Anschluss kann das Framework zur erneuten Simulation und Bewertung der Maßnahmen verwendet werden.

Referenzen

[1] R. A. Verzijlbergh, L. J. De Vries und Z. Lukszo, „Renewable Energy Sources and Responsive Demand. Do We Need Congestion Management in the Distribution Grid?," *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 29, Nr. 5, 2014.

[2] S. E. Haupt, M. Garcia Casado, M. Davidson, J. Dobschinski, P. Du, M. Lange, T. Miller, C. Mohrlen, A. Motley, R. Pestana und J. Zack, „The Use of Probabilistic Forecasts: Applying Them in Theory and Practice," *IEEE Power and Energy Magazine*, Bd. 17, Nr. 6, 2019.

[3] N. Brinkel, L. Visser, T. AlSkaif und W. van Sark, „Avoiding Low-Voltage Grid Congestion using Smart Charging of Electric Vehicles based on Day-Ahead Probabilistic Photovoltaic Forecasts," in *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Vaasa, 2021.

[4] D. Reinert, H. Frank, F. Prill, M. Dehnhard, M. Baldauf, C. Schraff, C. Gebhardt, C. Marsigli und G. Zängl, „DWD Database Reference for the Global and Regional ICON and ICON-EPS Forecasting System," Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main, 2023.

[5] S. Meinecke, D. Sarajlic, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. Braun, „SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis," *Energies*, Bd. 13, Nr. 12, Juni 2020.

3.4.6. Auswirkungen statischer Obergrenzen von Energieübertragungsstrecken

Patrick MÖBUIS[1], Maik PLENZ, Johannes SCHRÄDER, Detlef SCHULZ

Abstract/Kurzzusammenfassung

Fluktuierende Dargebots- und Nachfragestrukturen stellen Energieversorgungssysteme täglich vor große Herausforderungen [1]. Wenn kein lokaler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch geschaffen werden kann, bestimmen insbesondere die vorhandenen Übertragungskapazitäten, welche Abweichungen zulässig sind. Sobald die Grenzen der Übertragungskapazität spannungs- oder belastungsseitig überschritten werden, müssen Maßnahmen getroffen werden. Das Netzengpass-management (Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerke) dient dazu, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten [2]. Die eingesetzten klassischen Instrumente, wie die genannten Beispiele Redispatch oder Einspeisemanagement, sind in der Regel aufwendig und kostenintensiv [3]. Dabei wird elektrische Energie mit überwiegend niedrigem Wirkungsgrad bereitgestellt oder die Einspeisung physikalisch verfügbarer erneuerbarer Energien zur Netzstützung reduziert. Deshalb sind Wirtschaft und Forschung auf der Suche nach alternativen Lösungen. Dabei wird zum Beispiel versucht, Verbraucher mit Preissignalen zu lenken, gesteuerte Leistungsabwürfe vertraglich zu regeln und Speicher zur Aufnahme von Übererzeugung zu integrieren. Diese Symptombehandlungen lösen das Problem nicht immer. Strukturell kann der notwendige Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch unter den Herausforderungen nicht rein lokal erfolgen. Ganzheitliche überregionale Ansätze, die auf einem statistischen Ausgleich mit viele Regionen, Nutzern und Betriebsabläufen basieren, können Grundlage einer strukturellen Lösung sein. Dabei sind Energieübertragungsstrecken des Netzes von elementarer Bedeutung. Derzeit werden die Übertragungskapazitäten von Energiekabeln und Stromtrassen mit konservativen und statischen Modellen ausgelegt [4]. Diese elektrischen und thermischen Modelle dienen dazu, den sicheren und fehlerfreien Betrieb zu gewährleisten und thermisches Versagen durch Überlast zu verhindern. Potentiell vorhandene Kapazitäten werden aufgrund fehlender Alternativen zu den statischen Berechnungsmodellen nicht ausgenutzt. Dieser Beitrag untersucht anhand realer Daten der 50Hertz Zone der letzten 10 Jahre, wie die statische und dynamische Veränderung von Übertragungskapazitäten das Netzengpassmanagement und die daraus entstehenden Kosten beeinflusst. Außerdem wird beschrieben, welche Kapazitätserhöhungen notwendig sind, um das Netzengpassmanagement für typische Überlastungsszenarien reduzieren zu können.

Methodik

Die Methodik umfasst eine detaillierte Literaturrecherche, Datenakquise und die Anwendung statistischer Verfahren. In der Literaturrecherche wird der Stand der Technik zum Aufbau der Verteilnetze und deren Auslastung, zur aktuellen Kapazitätsbestimmung von Freileitungen und Energiekabeln, zu modernen Verfahren zur Kapazitätserweiterung und zu den Maßnahmen des Netzengpassmanagements erarbeitet. Es werden historische Daten der Jahre 2012 bis 2022 aus den Transparenz-Gesetz-konformen Berichten von 50Hertz mittels eines Datencrawlers akquiriert und von einem Parser umformatiert. Darauffolgend werden alle Ereignisse ausgewählt, bei denen der Verteilnetzbetreiber aufgrund der Überlastung einer Freileitung oder eines Kabels die Einspeisung reduzieren musste. Abbildung 1 zeigt hierbei beispielhaft die ausgewerteten Häufigkeiten der Abregelung für die untersuchten Jahre in den Netzebenen der 50 Hertz. Die aufgenommenen Daten bilden Mittelwerte von absoluten Leistungsreduktionen (in MW über je 15 min Blöcke). Diese Zeiträume, die Standarderfassungen innerhalb des ENTSO-E Netzes sind, lassen keine Auswertungen von hochdynamischen Vorgängen zu. Zusätzlich werden absolute Referenzkapazitäten anhand von Standard-Leiterseilen ermittelt, um die relativen Kapazitätserhöhungen zu bestimmen und Szenarien

[1] Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22045 Hamburg, +49 (040) 6541 - 3495, patrick.moebius@hsu-hh.de, https://www.hsu-hh.de/ees/

für die Kapazitätserhöhung zu entwickeln. Die Gesamtkapazität $C_{i,Tk}$ des Zeitraums T_i wird aus der Differenz zwischen aktueller Leistungsbilanz $L_{i,k}$ und notwendiger Reduktion $R_{i,k}$ berechnet.

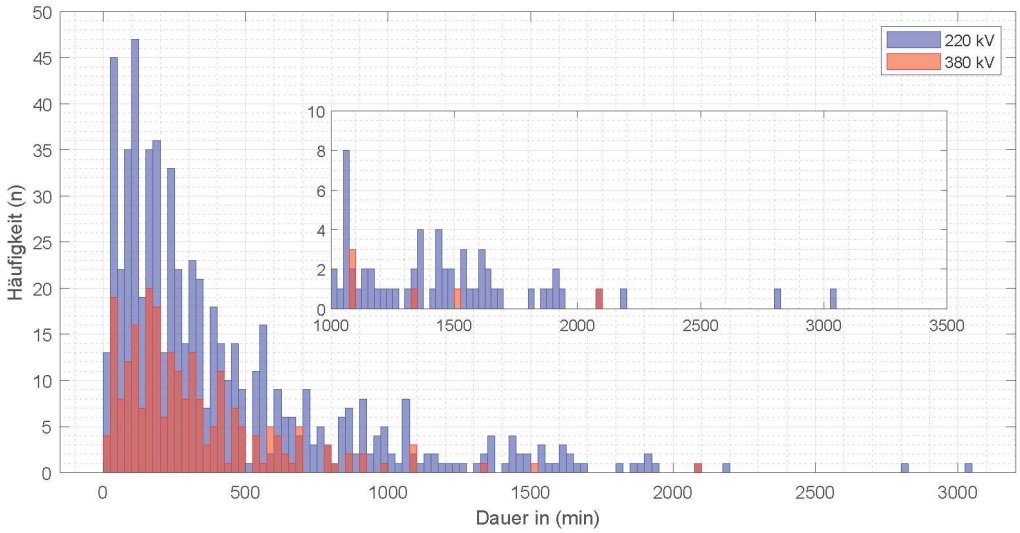


Abbildung 2: Anzahl der Abregelungen in 220 / 380 kV-Netz der 50 Hertz der Jahre 2012 bis 2022.

$$C_{i,k} = L_{i,k} - R_{i,k} \quad (1)$$

Die Kapazitätserweiterung (reduzierte Einspeisungsreduktion $\widetilde{R}_{i,k,l}$) wird in l Szenarien Sz_l beschrieben. Die absolute Einspeisung ist Spannungsebenen-abhängig.

$$\widetilde{R}_{i,k,l} = \max\left(R_{i,k,l} - Sz_l \cdot C_{i,k}\right) \quad (2)$$

Diese Szenarien werden auf Basis vorab identifizierter möglicher Kapazitätspotentiale erstellt, auf die einzelnen Ereignisse angewendet und statistisch ausgewertet. Ebenso werden die Kosten der Maßnahmen abgeschätzt. Es erfolgt eine Aufteilung der Einzelkosten der Maßnahmen des Netzengpassmanagements gemäß der Monitoringberichte der Bundesnetzagentur, der ermittelten Häufigkeiten und der relativen Reduktion durch die Kapazitätserweiterung.

Ergebnisse

Die Untersuchungen zeigen, dass statische Übertragungskapazitätsgrenzen strukturell ungünstig für die Vermeidung von Netzengpässen sind. Langfristig wird bei der Bestimmung der notwendigen Übertragungskapazität ein ökonomisches Optimum zwischen den Kosten zur Kapazitätserweiterung und den Kosten des Netzengpassmanagements angestrebt. Während die Instandhaltung/Erweiterung und der Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig und förderlich für die Energieübertragung sind, werden die absolut erhöhten Übertragungskapazitäten nur selten vollumfänglich ausgenutzt. Konträr dazu existieren Zeitabschnitte unzureichender Kapazitäten, die durch das Netzengpassmanagement ausgeglichen werden müssen. In der 50Hertz-Zone konnte festgestellt werden, dass eine statische Erhöhung der Übertragungskapazität um durchschnittlich 7,86 % bzw. 3,83 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme ausreichen, um mindestens 50 % der Einspeisungsreduktion zu verhindern. Um 90 % der Reduktion zu verhindern, sind durchschnittlich 23,70 % bzw. 11,90 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme notwendig.

Referenzen

[1] Jens Büchner, Jörg Katzfey, Albert Moser, Henning Schuster und Mathias Uslar, "„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie): Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12", 2014.

[2] *Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://core.ac.uk/download/pdf/197485727.pdf

[3] *Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen*, 2009. [Online]. Verfügbar unter: https://elpub.bib.uni-wuppertal.de

[4] IEC 60287-1-1 Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses –General, 2014

3.5. KABELSYSTEME

3.5.1. Anwendung von Modellen des maschinellen Lernens für die Stromtragfähigkeitsberechnung eines 400-kV-Kabelsystems und deren Validierung

Florian AINHIRN[1]

Motivation

Um eine noch nie dagewesene Flexibilität, Zuverlässigkeit und Planbarkeit des Stromnetzes zu erreichen, ist das Wissen über den genauen Zustand von Hochspannungskabeln, sowohl heute als auch in Zukunft, insbesondere im Hinblick auf ihre thermischen Beschränkungen, wichtiger denn je.

Die etablierte analytische Methode für die Stromtragfähigkeitsberechnung von Energiekabeln für stationäre und dynamische Lasten ist in den Normen [1], [2] und [3] gegeben. Aufgrund der notwendigen Annahmen, die bei der Berechnung hier teilweise gemacht werden müssen, sind konsistente, vergleichbare und damit vertrauenswürdige Ergebnisse nicht immer möglich. Dies gilt insbesondere für Modelle zur dynamischen Stromtragfähigkeitsberechnung (DTR – dynamic thermal rating), da [2] seit über 30 Jahren nicht mehr aktualisiert wurde und schwer anwendbar ist. Dieser Umstand hat die WG B1.56 veranlasst, eine Technische Broschüre [4] zur Validierung von analytischen Berechnungsverfahren zu erstellen. Auch die Finite-Elemente-Methode findet vermehrt Anwendung in der thermischen Bemessung von Energiekabeln, jedoch existieren hierfür weder Normen noch umfassende Richtlinien. Weiters erfordern numerische Verfahren im DTR aufgrund der großen Anzahl benötigter Modelle, die in Quasi-Echtzeit arbeiten müssen, eine hohe Rechenleistung.

Datengetriebene Modelle auf Basis des maschinellen Lernens stellen durch ihre hohe Flexibilität und Recheneffizienz eine vielversprechende Alternative für die dynamische Stromtragfähigkeitsberechnung von Hochspannungskabeln dar, zumal mit der Zunahme verteilter Temperaturüberwachungssysteme (DTS – Distributed Temperature Sensing) an Hochspannungskabeln, sowie der verstärkten Nutzung und Integration von Daten aus verschiedenen Quellen, z.B. Wetterdaten, die erforderlichen Rahmenbedingungen für deren Einsatz geschaffen werden. Allerdings müssen diese erst verifiziert und validiert werden, bevor sie für den Betrieb von Hochspannungskabeln eingesetzt werden können.

Methodik

Die Wiener Netze haben daher im Jahr 2017 begonnen, mögliche KI-Anwendungen für die thermische Bewertung und Überwachung von Hochspannungskabeln zu untersuchen. Zu diesem Zweck wurde eine 400 kV-Kabelversuchsstrecke errichtet, an welcher über einen Zeitraum von drei Jahren verschiedenste stationäre und dynamische Lasten unter realen Bedingungen aufgebracht und Parameter wie Kabel- und Bodentemperaturen, Bodenfeuchte und Wetterdaten gemessen und aufgezeichnet wurden. Die gewonnenen Daten wurden analysiert und zur Verifizierung und Validierung von datengetriebenen Modellen auf Basis des maschinellen Lernens für die dynamische Stromtragfähigkeitsberechnung von Hochspannungskabeln verwendet.

Ergebnisse

Die Untersuchungen zeigen, dass geeignete Algorithmen die bestimmenden Einflussfaktoren für die resultierende Kabeltemperatur selbstständig erkennen (siehe *Abbildung 1*) und mit einer geeigneten Validierungsmethodik selbst einfache Algorithmen wie Entscheidungsbäume oder Support Vector Machines (siehe *Abbildung 2*) für gute Vorhersagen der resultierenden Kabeltemperatur der untersuchten Kabelanordnung verwendet werden können. Darüber hinaus können anspruchsvollere

[1] Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, florian.ainhirn@wienernetze.at, www.linkedin.com/in/florian-ainhirn-2268b911b

Modelle wie rekurrente neuronale Netze für die Zeitreihenmodellierung Kabeltemperaturen für verschiedene Zeithorizonte zwischen 1 und 24 Stunden mit hoher Genauigkeit prognostizieren.

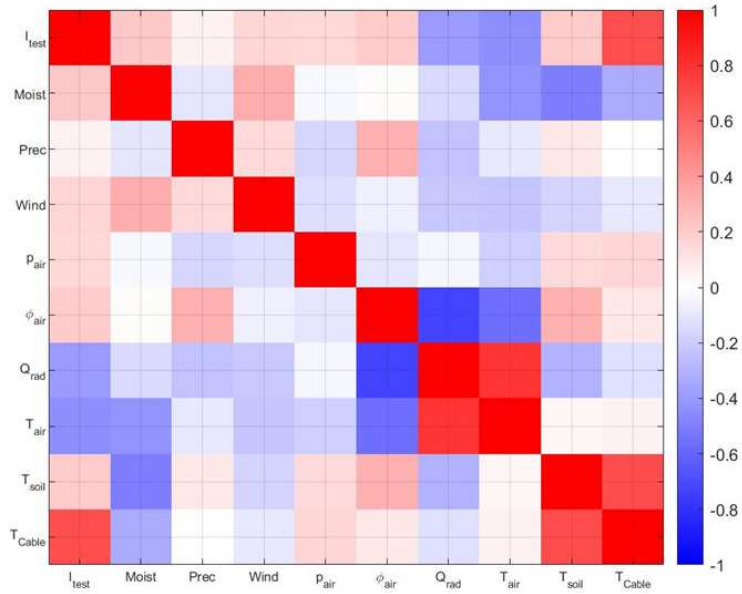


Abbildung 1: Korrelationsmatrix der Kabeltemperatur und interner und externer Einflussfaktoren

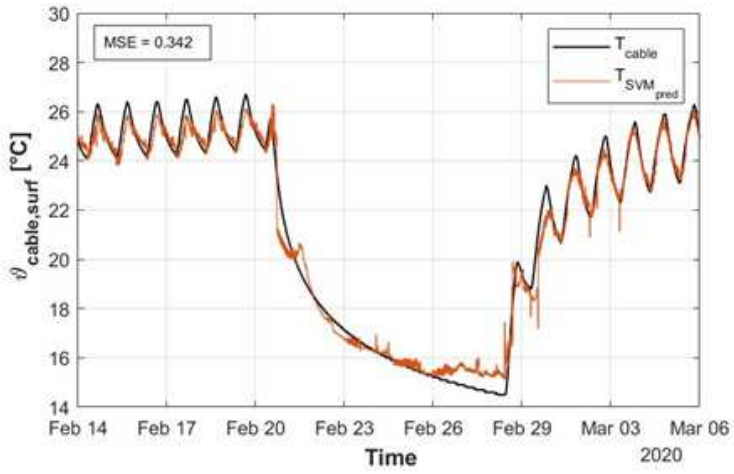


Abbildung 2: Kabeltemperaturprädiktion dynamischer Belastungsvorgänge mittels Support Vector Machine

Der Versuchsaufbau, die angewandten Algorithmen als auch deren Validierungsmethoden aus der Entwicklungsphase werden in diesem Beitrag behandelt. Darüber hinaus wird auch ein Einblick in den derzeit laufenden Prototypeneinsatz an einem operativen Kabelsystem im Netz der Wiener Netze gegeben.

Referenzen

[1] IEC 60287:SER, 2023, "Electric cables – ALL PARTS"
[2] IEC 60853-2, 1989, "Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages"
[3] IEC 60853-3, 2002, "Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables - Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil"
[4] CIGRE WG B1.56 – Technical Brochure 880, 2022, “Power cable rating examples for calculation tool verification”

3.5.2. Ableitung und Anwendung eines Nachhaltigkeitsbewertungssystems für den Bau von Hochspannungskabelanlagen in urbanen Gebieten

Florian AINHIRN[1]

Motivation

Angetrieben durch die EU-Klimaziele, die damit verbundene Dekarbonisierung und die massive Integration von erneuerbaren Energien ist ein Ausbau des Stromnetzes erforderlich. In städtischen Gebieten stützt sich dieser Netzausbau fast ausschließlich auf Hochspannungskabel, aber auch in ländlichen Gebieten werden Hochspannungskabel immer häufiger eingesetzt, z. B. aufgrund ihrer gestiegenen Akzeptanz in der Gesellschaft. Allerdings sind Hochspannungskabelanlagen mit zum Teil weitreichenden Eingriffen in ihre Umgebung verbunden. Dabei sind diese Anlagen durch umfangreiche technische Maßnahmen in den Bereichen Produktion, Logistik, Hoch- und/oder Tiefbau, Verlegung und Entsorgung gekennzeichnet.

In ihrem aktiven Bemühen um mehr Nachhaltigkeit haben die Wiener Netze in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Wien eine ganzheitliche Analyse und Bewertung der Bautätigkeiten bei der Errichtung ihrer Hoch- und Höchstspannungskabelanlagen (110 kV und 380 kV) durchgeführt, um Nachhaltigkeitspotentiale zu definieren und regenerative Maßnahmen abzuleiten, die in bestehende und zukünftige Prozesse integriert werden können.

Fragestellung

Die Ausgangsfragen zu Beginn des Projekts umfassten die folgenden drei Punkte:

- Welche Prozesse gibt es bei den Wiener Netzen im Bereich der Errichtung und Verlegung von Hoch- und Höchstspannungskabelanlagen?
- Welche Nachhaltigkeitspotentiale lassen sich im Bereich des Hoch- und Tiefbaus im Hinblick auf Hoch- und Höchstspannungskabelanlagen in städtischen Gebieten definieren?
- Wie erfolgt die Bewertung der Nachhaltigkeitspotentiale in Bezug auf ökonomische, ökologische und technische Aspekte?

Methodik

Um diese Fragen zu beantworten, wurde eine Untersuchung in drei Schritten durchgeführt:

- Vorstudie
  a. Erste Analyse der bestehenden Prozesse und Methoden der Wiener Netze im Bereich der Errichtung und Verlegung von Hoch- und Höchstspannungs-kabelanlagen.
  b. Allgemeiner Überblick über die verschiedenen Nachhaltigkeitspotentiale im Bereich Hoch- und Tiefbau.

- Bewertung
  a. Ökologische, technische und wirtschaftliche Beschreibung und Bewertung der Methoden zur Nutzung der in Stufe 1 identifizierten Nachhaltigkeitspotentiale. Dazu wurden Zertifizierungs-systeme aus dem Bauwesen, z.B. aus dem Hochbau, herangezogen und auf den Bereich der Hochspannungskabelinstallation angepasst.
- Synthese
  a. Erarbeitung von Integrationsplänen für die Einbindung der entwickelten regenerativen Maßnahmen in bestehende und zukünftige Prozesse der Wiener

[1] Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1100 Wien, florian.ainhirn@wienernetze.at, www.linkedin.com/in/florian-ainhirn-2268b911b

Netze bei der Errichtung und Installation von Hoch- und Höchstspannungskabelverbindungen.

Ergebnisse

Es konnten 25 Nachhaltigkeitspotentiale in den drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, nämlich ökologische Tragfähigkeit, wirtschaftliche Effizienz und soziale Gerechtigkeit, identifiziert und auf ein aktuelles 380 kV – Kabelprojekt angewandt werden. Diese sind unterschiedlichen Unterkategorien, wie Organisation, Bauprodukte, Ressourcen und Umwelt oder auch AnwohnerInnen, zugeordnet. In Summe konnten die identifizierten Potentiale dabei mit 10 der SDGs verknüpft werden.

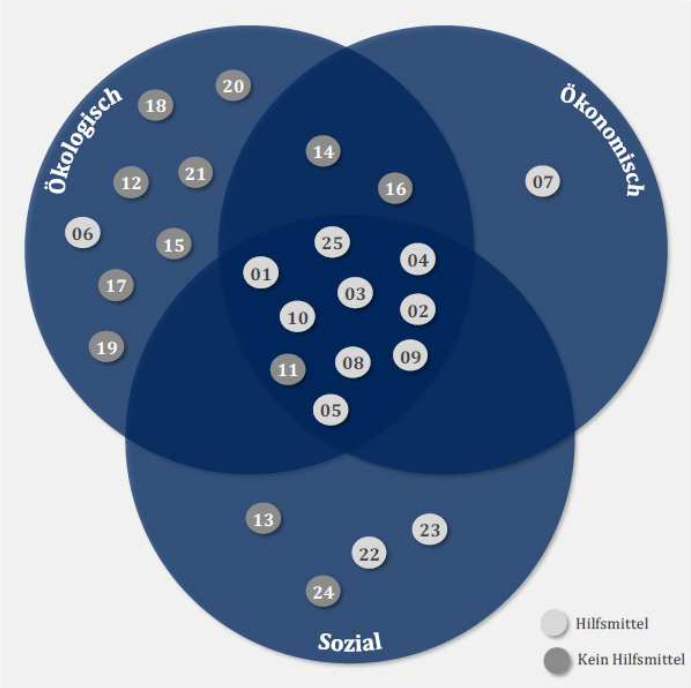


Abbildung 1: Einordnung der Nachhaltigkeitspotential in das Schnittmengenmodell nach Pufé [1]

In diesem Beitrag werden die Erkenntnisse und Ergebnisse dieser Untersuchung vorgestellt und beschrieben. Darüber hinaus wird ein Vorschlag für ein Konzept zur Nachhaltigkeitsbewertung für die Verlegung von Hoch- und Höchstspannungskabeln in städtischen Gebieten vorgestellt. Das Verfahren wird an einem 380 kV-Kabelsystem demonstriert, das zwischen Oktober 2020 und Dezember 2023 in der Stadt Wien installiert wurde. Abschließend wird erörtert, welche Änderungen die Wiener Netze als Ergebnis dieser Arbeit in den verschiedenen Kabelverlegungsprozessen vorgenommen haben und welche weiteren Änderungen geplant sind.

Referenzen

[1] Ogrysek und L. Woop, Diplomarbeit - Nachhaltigkeit im Hoch- und Höchstspannungskabelbau, 09/2023, Technische Universität Wien.

3.5.3. Erfahrungen mit der niederohmigen Sternpunkterdung im 10-kv-Netz der Wiener Netze

Elisabeth HUFNAGL[1], Thomas SCHUSTER[2]

Das städtische 10-kV-Netz der Wiener Netze wird seit 2018 sukzessive auf Niederohmige Sternpunkterdung (NOSPE) umgebaut. Bis 2027 soll das Mittelspannungsnetz Wiens vollständig umgestellt sein. Mit der Sternpunktumstellung geht ein geänderter Umgang mit Erdschlüssen in der Störungsbehebung einher. Auf die geänderte Vorgangsweise, die Voraussetzungen hierfür und die Auswirkungen auf den Störungsdienst wird im Folgenden eingegangen.

Ausgangslage

Das 10-kV-Netz der Wiener Netze ist ein offen betriebenes Ringnetz. Im Laufe der Jahre erhöhte sich die Häufigkeit von Erdschlüssen spürbar. Nicht selten entwickelte sich im Zuge der Störung ein Doppel- oder Mehrfacherdschluss. Um die Betriebsmittel zu schonen, soll die Spannungserhöhung um das √3-fache während eines gelöscht weiter betriebenen Erdschluss vermieden werden.

Bis alle Umspannwerke des Wiener 10-kV-Netzes umgestellt sind, werden einphasige Fehler in gelöscht betriebenen Mittelspannungsnetzen händisch abgeschaltet. Durch diesen Schritt wird ein wesentlicher Vorteil des gelöschten Netzes, der Weiterbetrieb bei Erdschluss, nicht genutzt.

Erdschlüsse automatisch und schnell abzuschalten ist in diesem Kontext naheliegend. Dies wird durch die Erhöhung des Erdschlussstromes durch eine niederohmige Sternpunkterdung und Umbau des Netzschutzes erreicht.

Aufgrund der dichten Bebauung im städtischen Bereich, und weil es sich um ein Kabelnetz handelt, kann von einem globalen Erdungssystem ausgegangen werden. Vor Beginn der Umstellung wurden die Erdungsverhältnisse innerhalb des Stadtgebietes und in den Randgebieten im Rahmen von Erdungsmessungen erhoben. Darüber hinaus wird bei Umstellung eines Umspannwerkes im Zuge der Inbetriebnahme des NOSPE Widerstands eine begleitende Messung der auftretenden Spannungen durchgeführt. Auf diese Weise wird die Einhaltung der EN50522 gewährleistet und dokumentiert.

Betriebsführung

Für die Dauer der Sternpunktumstellung – rund 10 Jahre für 31 Umspannwerke – kommen in puncto Betriebsführung im Erdschlussfall zwei Konzepte zur Anwendung:

- Konventionelle Erdschluss Eingrenzung
- Erdschluss Eingrenzung bei niederohmiger Sternpunkterdung

Um einen zusätzlichen Vorteil für Entstörmaßnahmen aus der Änderung der Sternpunktbehandlung generieren zu können, werden einerseits an allen Phasen Kurzschlussüberstromanzeiger montiert, andererseits an ausgewählten Knotenpunkten intelligente Trafostationen errichtet. Diese werden fernüberwacht und können bei Bedarf aus der Leitwarte geschaltet werden. Dies hat den Vorteil, dass schon kurz nach Eintritt eines Erdschlusses die Fehlerstelle grob eingegrenzt werden kann. Eine schnellere Wiederversorgung der nicht betroffenen Teile ist somit gewährleistet. Die Folge daraus ist eine wesentlich kürzere Unterbrechungsdauer der versorgten Kunden.

Zusammenfassung

Dieser Beitrag fasst die Voraussetzungen, die Vorgehensweise und die Auswirkungen auf die Betriebsführung einer Sternpunktumstellung im 10-kV-Mittelspannungsnetz der Stadt Wien zusammen. Anhand von Beispielen wird die geänderte Erdschluss Behandlung sowie deren Vor- und Nachteile dargestellt.

[1] Betriebsleitung und Netzbetrieb Strom/Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, +43 664 6233498, elisabeth.hufnagl@wienernetze.at, https://www.wienernetze.at
[2] Betriebsleitung und Netzbetrieb Strom/Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, +43 50128 91200, thomas.schuster@wienernetze.at, https://www.wienernetze.at

3.5.4. Biologische Isolierflüssigkeiten – sicher, nachhaltig, umweltfreundlich

Ernst PAGGER[1], Ulrike SCHNEIDER[2]

Einleitung

Eine möglichst sichere und umweltschonende Stromproduktion und -übertragung bringt die biologischen Isolierflüssigkeiten mehr und mehr ins Spiel, was sich auch auf die Zunahme der Anzahl der Anbieter niederschlägt [1]. In so manchem Bereich sind diese Flüssigkeiten dem klassischen Mineralöl deutlich überlegen. Wenn hier von biologischen Isolierflüssigkeiten gesprochen wird, dann sind natürliche Ester gemeint, die aus Früchten und Samen, meist als Nebenprodukte, gewonnen werden. Isolierflüssigkeiten, die durch Cracken von Fetten und Ölen hergestellt werden, sind nicht Bestandteil dieses Beitrages.

Sicherheit

Mit biologischen Isolierflüssigkeiten gefüllte Transformatoren zeigen eine deutliche Verbesserung in Hinblick auf Brandsicherheit gegenüber mineralölgefüllten Geräten. Wir sprechen hier von Isolierflüssigkeiten der K-Klasse [2] mit Brennpunkten von 330-360 °C gegenüber 145 °C beim Mineralöl (Abbildung 1). Zurzeit sind zum Beispiel mehr als drei Millionen mit dem natürlichen Ester FR3 gefüllte Transformatoren weltweit im Einsatz und bis dato ist noch kein einziger Trafobrand mit dieser Isolierflüssigkeit gemeldet worden. Damit sind diese Flüssigkeiten für den Einsatz in Wohnblöcken, dicht verbauten Gebieten, Stahlwerken, Tunnels und Kavernenkraftwerken bestens geeignet. Feuerlöscheinrichtungen können bei ihrem Einsatz reduziert bzw. komplett weggelassen werden. Mineralölgefüllte Transformatoren sind die Hauptursache für Brände in Umspannwerken [3].

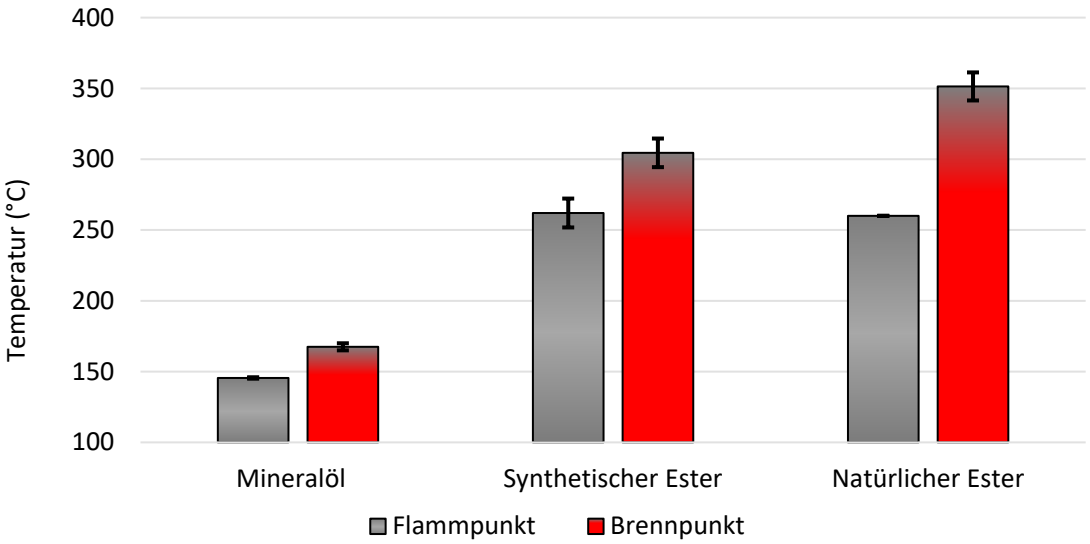


Abbildung 1: Flamm- und Brennpunkt verschiedener Isolierflüssigkeiten

Nachhaltigkeit

Als Nebenprodukt der Verarbeitung von nachwachsenden Rohstoffen zeigen biologische Isolierflüssigkeiten einen sehr geringen ökologischen Fußabdruck. Abbildung 2 zeigt eine Gegenüberstellung der unterschiedlichen Isolierflüssigkeiten bezüglich der CO_2 Belastung im Laufe eines Lebenszyklus. Da die biologischen Isolierflüssigkeiten (natürliche Ester) aus nachwachsenden

[1] EPP Consulting GmbH, Heiligenstädter Lände 29 2.OG 1180 Wien, +436602367283, office@epp-consulting.at, www.epp-consulting.at
[2] VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Betriebslabor, Kraftwerksstraße 1, 8410 Fernitz-Mellach, +436648286200, ulrike.schneider@verbund.com, www.verbund.com

Rohstoffen stammen, starten diese mit einem negativen Ausgangswert. Die schlechte CO_2 Bilanz der synthetischen Ester ist darauf zurückzuführen, dass die Ausgangsstoffe größtenteils fossilen Ursprungs sind und dass ihre Herstellung im Autoklaven mit einem deutlichen Energieaufwand verbunden ist.

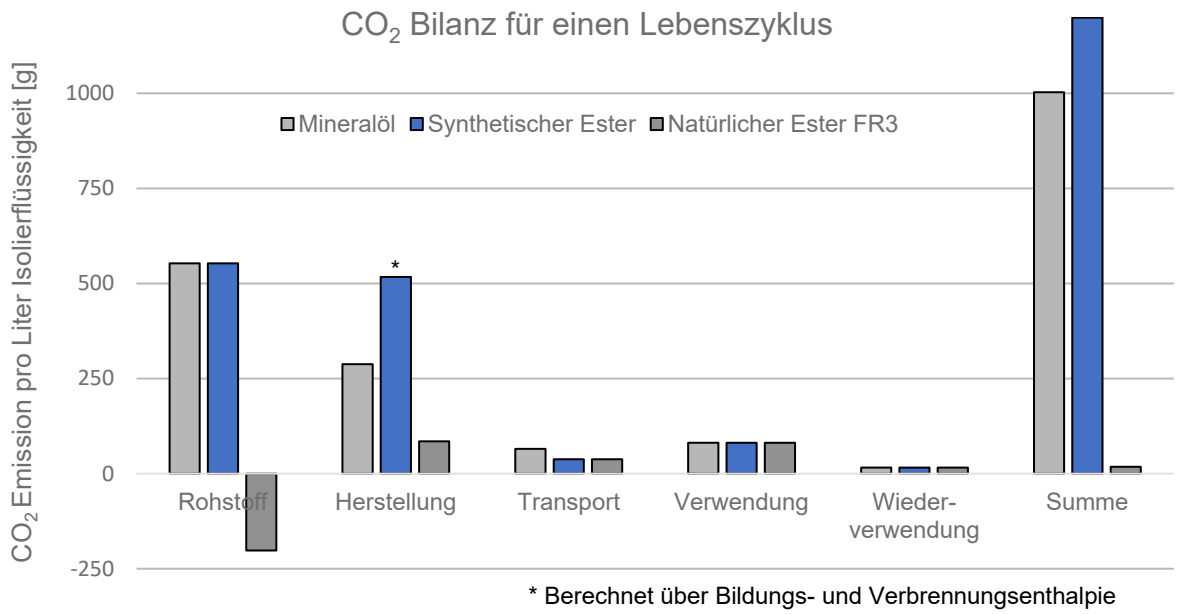


Abbildung 2: CO_2 Bilanz verschiedener Isolierflüssigkeiten

Die hervorragenden Eigenschaften, die Ester gegenüber der Cellulose aufweisen, führen zu einer deutlich längeren Lebenszeit der damit befüllten Geräte. Dies konnte durch umfangreiche Untersuchungen zweifelfrei bestätigt werden [1]. Die deutlich höheren Wasserabsorptions- und Adsorptionskapazitäten der Ester (synthetischen und natürlichen Ursprungs) stehen hierfür als Ursache im Vordergrund. Dieser Vorteil kann auch in Form einer höheren Lastkapazität (bis zu 20%) genutzt werden und führt wiederum, bei neuen Transformatoren, zu kleineren Dimensionen der Geräte und damit zu unmittelbarer Material- und Kostenersparnis.

Umweltfreundlichkeit

Die hohe biologische Abbaubarkeit der biologischen Isolierflüssigkeiten (> 95% nach 28 Tagen) ist ein besonderes Asset, wenn Transformatoren in, für die Umwelt, sensiblen Regionen installiert werden. Zusätzlich verhindert die höhere Viskosität ein rasches Eindringen ins Erdreich. Natürliche und synthetische Ester haben bei Umgebungstemperatur sehr ähnliche Viskositätswerte. Der hohe Flamm- und Brennpunkt erlaubt geringere Abstände zu weiteren Geräten und Wänden [4], was sich unmittelbar auf einen geringeren Bodenverbrauch niederschlägt.

Schlussfolgerung

Bei ähnlichen dielektrischen Eigenschaften sind die biologischen Isolierflüssigkeiten dem Mineralöl, was Sicherheit, Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit betrifft, deutlich überlegen.

Referenzen

[1] Pagger E., Pattanadech N., Uhlig F., Muhr M., Biological Insulating Liquids, New Insulating Liquids for High Voltage Engineering, Springer Nature Switzerland AG, ISBN 978-3-031-22459-1, https://doi.org/10.1007/978-3-031-22460-7
[2] IEC 61039, Classification of insulating liquids, 2008
[3] Pagger E., Thelen M., Reduzierung der Umweltgefährdung durch den Einsatz natürlicher Ester, Oberlausitzer Energie-Symposium, Zittau, 2017
[4] ÖVE/ÖNORM EN 61936-1, Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1kV; 2023

3.6. DC-SYSTEME

3.6.1. Design and Planning Approach for HVDC Systems in large-scale Transmission Systems

Muriel KRÜGER[1], Marten Simon THAMS, Patrick DÜLLMANN, Martin KNECHTGES, Albert MOSER

Background and Objectives

To achieve climate neutrality in the European Union by 2050, a transformation of the energy system is necessary [1]. This transformation involves replacing conventional, dispatchable power plants with renewable energy sources (RES). Integrating these RES into the transmission grid relies on High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems. HVDC systems excel in efficiently transporting large quantities of energy over long distances.

The present planning and commissioning of HVDC connections mainly focusses on point-to-point connections (P2P connections). With the increasing aim of meshing DC topologies up to an overlay DC grid architecture, the systemic interactions within the DC system and especially with the AC system will increase, which will have to be analyzed in terms of reliability and resilience in the future. These include the resulting load flow situation, compliance with voltage band limits, potentials for active and reactive power provision and transient stability aspects. Due to the still-undefined configuration of HVDC systems, various building blocks emerge, shaping the architecture of the HVDC system.

The paper introduces a framework for designing and planning HVDC systems. The aim of the framework is to enable a comparison of different HVDC architecture options. The basis for this is an identical steady state (n-0)-transport task for the AC transmission grid. By using different HVDC architectures and topologies, it is possible to see how the HVDC grid behaves in static redispatch calculations or dynamic RMS or EMT simulations. This means that the results of the subsequent analyses can be attributed exclusively to the HVDC architecture and topology. Moreover, by varying individual architecture building blocks, the impacts on the resilience and reliability of the transmission grid can be assessed.

The work of this paper is conducted within the framework of the HVDC-WISE project, which is part of an EU Horizon project. The objective of the HVDC-WISE project is to explore concepts and develop solutions that enable the establishment of large HVDC-based transmission grids. The emerging HVDC-based transmission grid aims to enhance the resilience and reliability of the existing power grid and facilitate the integration of renewable energies. The project involves 14 partners from 11 countries, including academic and industrial collaborators, as well as transmission grid operators.

Topologies for HVDC Systems

Topologies for HVDC systems can be classified into two major categories – Point-to-Point connections and Multiterminal HVDC Systems (MTDC Systems). P2P connections consist of two converters and can be configured as back-to-back or long-distance configurations. In a long-distance configuration, converters at different locations are linked by a cable or overhead line. [2] [3]

MTDC systems feature more than two independently operating converters. In the topology of MTDC systems, a distinction is made between linear, radial and meshed systems. Linear and radial systems provide a single transmission path between individual converters, while meshed MTDC systems offer multiple transmission paths. [2] [3]

Methodical Approach

Within the developed methodical approach, grid studies based on static load flow calculations for the AC transmission grid are conducted. These studies help to identify areas of interest, including load

[1] Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, m.krueger@iaew.rwth-aachen.de, https://www.iaew.rwth-aachen.de

centers and heavily meshed AC grid regions. Furthermore, regions with existing or planned HVDC connections can be areas of interest. The architectural building blocks are assumed to be given. The previously defined areas of interest determine where the architectural building blocks are deployed in the grid.

Figure 1 shows exemplary areas of interest for the continental European transmission grid and the application of the architectural building blocks.

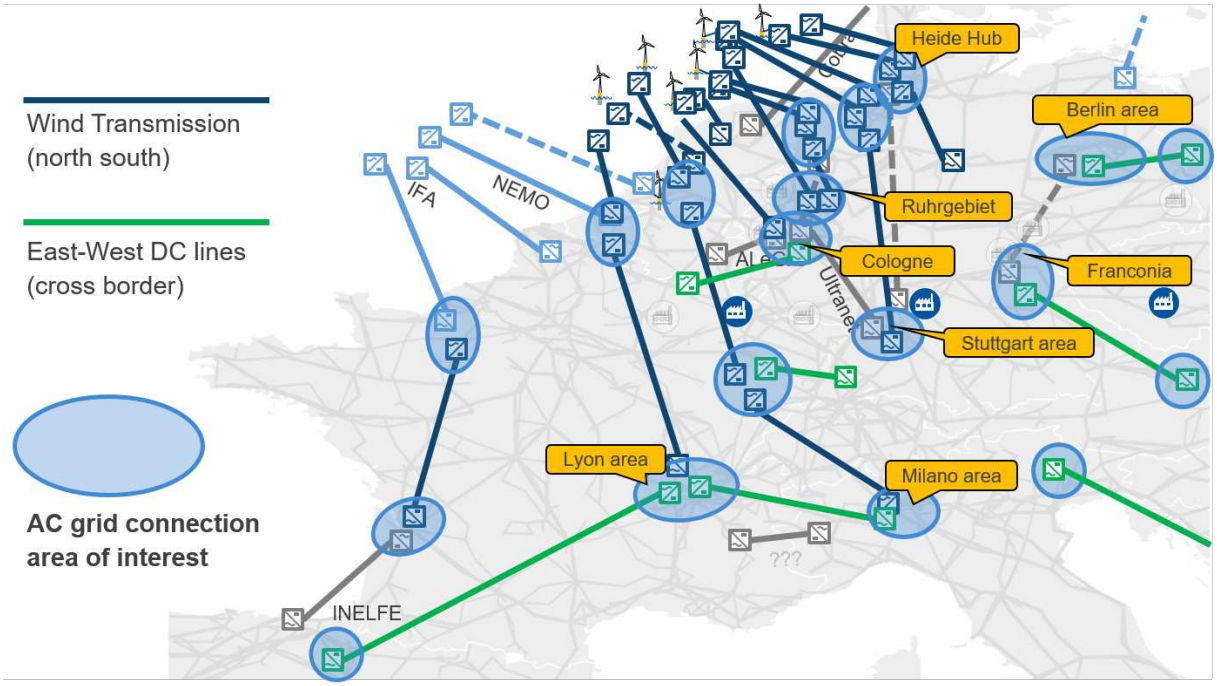


Figure 1: Exemplary areas of interest and application of architectural building blocks

Any HVDC-based architecture has to connect all of these areas of interest by means of different HVDC topologies. However, not all areas must necessarily be connected with a single HVDC grid. Instead, it can be achieved with multiple separate ones or solely with independent P2P links. The HVDC system size and topology may vary between P2P links only, several smaller MTDC or one large MTDC system.

Analysis and Outlook

The analysis focuses on the framework for comparing various HVDC architectures and topologies. The building blocks are presented, and the process of identifying key areas is explained. Load flow calculations on a sample transmission grid help to pinpoint areas of interest, leading to proposals for different HVDC architectures and setups.

References

[1] European Comission, "Communication from the commission – The European Green Deal", https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN (last access: 01.12.2023)

[2] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), “HVDC links in system operation – technical paper“, Brussels, 2019

[3] Marten, A.-K., “Operation of meshed high voltage direct current (HVDC) overlay grids - From operational planning to real time operation”, *Universitätsverlag Ilmenau*, Band 12, 2015

3.6.2. Teilentladungsverhalten von SF_6 und umweltfreundlichen Alternativgasen

Bernhard SCHOBER[1], Uwe SCHICHLER

Einleitung

Gasisolierte Schaltanlagen (GIS) wurden in den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts entwickelt. Bis dahin dominierten luftisolierte Schaltanlagen den Energieübertragungssektor. Heutzutage stehen beide Technologien in Konkurrenz, wobei die gekapselten Anlagen durch die Verwendung von Schwefelhexafluorid (SF_6) als Isoliergas sehr viel kompakter gebaut werden können (Reduzierung des Platzbedarfs um bis zu 90 %). Für Offshore-Anwendungen (z. B. Offshore-Windparks) bieten GIS im Vergleich zu luftisolierten Schaltanlagen eine kompakte Lösung mit geringem Platzbedarf. Auch an Land verringert der Einsatz von GIS den Platzbedarf, was in städtischen Gebieten von entscheidender Bedeutung ist. Außerdem erhöht die geringere optische Wirkung die Akzeptanz in der Öffentlichkeit.

Seit vielen Jahrzehnten wird SF_6 aufgrund seiner hervorragenden elektrischen Eigenschaften als Isoliergas und zur Lichtbogenlöschung angewendet. Allerdings besitzt es das höchste bekannte Treibhauspotential. Aus diesem Grund wurde die Forschung nach umweltfreundlichen Alternativgasen angeregt.

Umweltaspekte ausgewählter Isoliergase

Aufgrund des hohen Treibhauspotenzials geriet SF_6 zunehmend in die Kritik. Laut IPCC AR5 ist es mit einem GWP_{100} von 23.500 das potenteste Treibhausgas und verbleibt 3.200 Jahre in der Atmosphäre. Trotz Beschränkungen und Maßnahmen zur Reduzierung kann ein ständiger Anstieg in der Atmosphäre beobachtet werden. SF_6 ist oberhalb einer Temperatur von -64 °C gasförmig, chemisch inert, ungiftig und nicht brennbar. In GIS beträgt der Gasdruck in der Regel 0,7 MPa, wodurch das Gas bis -40 °C eingesetzt werden kann. Die Durchschlagsfestigkeit beträgt 88 kV/cm und SF_6 kommt in der Hochspannung (HS) und Mittelspannung (MS) zur Anwendung. Der Entwurf zur neuen F-Gase-Verordnung der EU vom 05.10.2023 verbietet ab Januar 2028 Anlagen von 52 kV bis 145 kV und bis 50 kA mit einem GWP_{100} von 1 oder mehr, ab Januar 2032 sollen Anlagen mit höheren Spannungen und Strömen folgen, wobei Ausnahmen gelten. In den letzten Jahren haben sich für die HS hauptsächlich zwei Alternativgase herauskristallisiert. Die erste Alternative ist Green gas for grid (g), basiert auf einer Mischung aus < 10 % Novec™ 4710 sowie CO_2 und reduziert die Treibhausgasemissionen um bis zu 98 %. Die Durchschlagsfestigkeit beträgt zwischen 84 % und 100 % der von SF_6, wobei der Hauptnachteil der relative hohe GWP_{100} ist. Das zweite Alternativgas ist trockene Luft (Clean Air), ein Gemisch aus 20 % O_2 und 80 % N_2, wobei die Durchschlagsfestigkeit lediglich 35 kV/cm beträgt und der Gasdruck auf 0,8 MPa erhöht werden muss. Diese umweltfreundliche Alternative kommt in der MS und HS zur Anwendung und besitzt kein Treibhauspotential [1 – 9]. Eine Gegenüberstellung der Gase ist in Tabelle 1 zu finden.

	SF_6	g	Clean Air
Chemische Formel	**SF_6**	**C_4F_7N und CO_2**	**O_2/N_2**
Siedetemperatur	**-63,8 °C**	**-4,7 °C**	**-196 °C**
Anwendungsbereich	MS/HS	MS/HS	MS/HS
Dielektrische Eigenschaften	**88 kV/cm**	**74 – 88 kV/cm**	**35 kV/cm**
Atmosphärische Lebensdauer	**3.200 Jahre**	**11 Jahre**	**0 Tage**
GWP_{100}	**23.500**	**< 760**	**0**
Minimale Temperatur	**-40 °C**	**-30 °C**	**-50 °C**

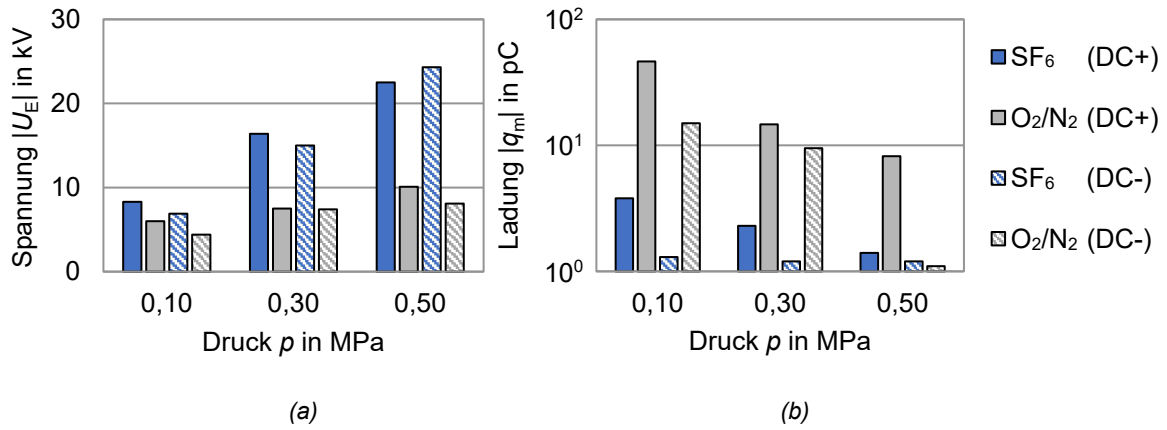
Tabelle 1: Eigenschaften ausgewählter Isoliergase [1, 2, 6]

[1] Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7423, E-Mail: bernhard.schober@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

Teilentladungsverhalten ausgewählter Isoliergase

Zur Analyse des Teilentladungsverhaltens und Interpretation typischer Defekte von GIS/GIL-Anlagen haben sich bei Gleichspannung die NoDi*-Diagramme bewährt. In diesen wird die Ladungsdifferenz $\Delta q_i = q_i - q_{i+1}$ und die Zeitdifferenz $\Delta t_i = t_i - t_{i+1}$ zweier aufeinander folgender Teilentladungen (TE) in drei Kombinationen dargestellt. Für die TE-Messungen bei Wechselspannung wurden die etablierten phasenaufgelösten TE-Muster (PRPD pattern, Phase Resolved Partial Discharge pattern) verwendet. Die untersuchten TE-Defekte stellen Spitze am Innenleiter und Spitze am Gehäuse, freies Potential, Gleitentladungen und verschiedene freie metallische Partikel dar. Die Defekte wurden unter SF_6 und synthetischer Luft (Clean Air) bei Drücken von 0,1 MPa, 0,3 MPa und 0,5 MPa untersucht.

Bild 1a zeigt beispielhaft die Absolutbeträge der TE-Einsetzspannung U_e einer Spitze am Innenleiter unter SF_6 und synthetischer Luft (O_2/N_2) bei Gleichspannung mit positiver und negativer Polarität. Mit zunehmendem Druck steigen die TE-Einsetzspannungen bei beiden Gasen und Polaritäten der Gleichspannung an. Erwartungsgemäß liegen die TE-Einsetzspannungen bei Gleichspannung mit negativer Polarität niedriger. Aufgrund der geringeren elektrischen Festigkeit von synthetischer Luft, verglich mit der von SF_6, liegen die TE-Einsetzspannungen jeweils niedriger. Bild 1b zeigt die Absolutwerte der gemittelten gemessenen Ladungswerte q_m. Mit zunehmendem Druck sinken die Ladungspegel, wobei diese bei synthetischer Luft um bis zu 10-mal größer sind. Dieses Verhalten konnte größtenteils auch für alle anderen untersuchten Defekte bestätigt werden. Bei annähernd gleicher elektrischer Festigkeit (SF_6 bei 0,1 MPa und O_2/N_2 bei 0,5 MPa) konnte näherungsweise das gleiche Teilentladungsverhalten erzielt werden. Somit ist bei der Verwendung von synthetischer Luft als Isoliergas eine Erhöhung des Betriebsdrucks notwendig, um ein annähernd gleiches TE-Verhalten bei Wechsel- und Gleichspannung zu erzielen.



(a) *(b)*

Bild 1: Vergleich der Absolutwerte (a) der TE-Einsetzspannungen UE und (b) der mittleren Ladungswerte qm einer Spitze am Innenleiter unter SF6 und O2/N2 für Gleichspannung mit positiver (DC+) und negativer Polarität (DC-) in Abhängigkeit vom Druck p

Referenzen

[1] K. Burges, M. Döring, C. Hussy, J.-M. Rhiemeier: „Concept for SF_6-free transmission and distribution of electrical energy“, Ecofys, Final report, 2018

[2] S. Glomb, M. Göppel, P. Pilzecker: „„Alternative Gase“ und Gasmischungen Teil 1“, White Paper, 2020

[3] Global Monitoring Laboratory: „Sulfur hexafluoride (SF_6) - Combined Dataset“, 2022. [Online]. Webseite: https://gml.noaa.gov/hats/combined/SF6.html. [abgerufen am 20.12.2023]

[4] M. Rabie, C. Franck: „Assessment of Eco-friendly Gases for Electrical Insulation to Replace the Most Potent Industrial Greenhouse Gas SF_6“, Environmental science & technology, 2018

[5] P. Konrad: „Einsatz von alternativen Isoliergasen in Hochspannungsschaltanlagen“, 2016. [Online]. Webseite: https://www.strommarkttreffen.org/2016-1-Priebe-Einsatzvon-altenativen-Gasen-in-Hochspannungsschaltanlagen.pdf. [abgerufen am 01.16.2023]

[6] R. Mohamed, H. Charlotte: „Einordnung von Alternativen zum Einsatz von SF_6 in der elektrischen Energieversorgung, Überblick zum Stand einer Untersuchung im Auftrag des BMUB / UBA“, Ecofys, 2016

[7] U. Schichler: „Application of SF_6-free High Voltage Circuit Breakers“, Omicron Diagnostic Forum, 2021

[8] Siemens Energy: „Siemens Energy Blue High-Voltage Products, Sustainable switchgear technology for a CO2 neutral future“, Produktbroschüre, 2021

[9] K. Torsten: „Spreewind – Blue Portfolie SF_6-freie Hochspannungstechnik“, Siemens AG, 2018

3.6.3. Ein Security Constrained Optimal Power Flow zur Berücksichtigung bipolarer HGÜ-Konfigurationen in vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzen

Felix RUDOLPH[1], Simon KRAHL[2], Albert MOSER[3]

Inhalt

Die aktuellen Ausbauziele der deutschen Bundesregierung für die Offshore-Windenergie sehen für das Jahr 2045 mindestens eine installierte Leistung von 70 GW vor [1]. Zukünftige technische Entwicklungen werden in Zukunft die Anbindung der dafür notwendigen Offshore-Windparks (OWP) über vermaschte Offshore-Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ) an das bestehende Onshore-Übertragungsnetz ermöglichen. Ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz bietet im Vergleich zu radialen Netzanbindungen von OWP gewisse Vorteile, wie eine erhöhte Verfügbarkeit und die Bereitstellung zusätzlicher Übertragungskapazitäten zwischen den verbunden Onshore-Übertragungsnetzen.

Die zukünftigen vermaschten Offshore-HGÜ-Netze werden auf Basis von selbstgeführten HGÜs (*Voltage-Sourced Converter*, (VSC)) in einer bipolaren HGÜ-Konfiguration realisiert. Bei einer bipolaren HGÜ-Konfiguration sind zwei asymmetrische Monopole durch einen gemeinsamen geerdeten Pol miteinander verbunden. Der Betrieb erfolgt parallel. Die beiden Leiter sind jeweils mit der Spannung $+U_n$ und $-U_n$ beaufschlagt. Jeder Konverter ist mit einem Leiter verbunden. Zusätzlich kommen Konverter-Transformatoren zum Einsatz, deren Auslegung auf den DC-Anteil erfolgt. Diese können in einem VSC HGÜ-System unabhängig voneinander betrieben werden, sodass bei einem Verlust eines Konverters das gesamte System noch mit 50 % der Übertragungsleistung weiterhin funktionsfähig ist. Die erforderliche Voraussetzung ist die Installation eines metallischen Rückleitungskabels bzw. die Erdung des Systems. Der verbliebene Konverter kann dann weiterhin als asymmetrischer Monopol betrieben werden.[2]

Die Übertragungsnetzbetreiber sind laut System Operation Guideline [3] verpflichtet, zu überprüfen ob in einer (N-1)-Situation die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte innerhalb ihrer Regelzone eingehalten werden können. Diese Überprüfung hat durch Ausfallsimulationen zu erfolgen. Daher sind Berechnungen des optimalen Leistungsflusses (OPF) mit der Berücksichtigung von sicherheitsrelevanten Ausfällen (SCOPF) ein wichtiger Aspekt der Betriebsplanungs- und Systembetriebsprozesse von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

Eine Anwendung des (N-1)-Kriteriums ist nur für vermaschte Systeme sinnvoll. In dem Paper erfolgt daher die Betrachtung verschiedener Aspekte, ob die Anwendung des (N-1)-Kriteriums auf ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz notwendig sein sollte. Zusätzlich erfolgt die Vorstellung eines SCOPF für kombinierte vermaschte AC- und DC-Übertragungsnetze. Da bei den Übertragungsnetzbetreibern aktuell noch in Diskussion ist, ob der Ausfall eines Konverters in einer bipolaren Verbindung mit einem Verlust von 50 % der Übertragungskapazität oder einem Komplettausfall zu berücksichtigen ist, ermöglicht der SCOPF die schnelle Berechnung von Ausfallsituationen beider Varianten.

Methodik

Ein bestehender SCOPF ermöglicht die schnelle Berechnung von Ausfallsituationen in AC-Übertragungsnetzen [4]. Durch die Erweiterung des Verfahrens ist eine kombinierte Betrachtung von vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzen möglich.

Die Berechnung von Ausfallsituationen im AC-System erfolgt durch eine Ausfallapproximation auf Basis einer Methode der virtuellen Leistungseinspeisung (siehe linke Seite von Abbildung 1). Das nichtlineare

[1] FGH GmbH, Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-198, felix.rudolph@fgh-ma.de, http://www.fgh-ma.de
[2] FGH e.V., Roermonder Str. 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-21, simon.krahl@fgh-ma.de, http://www.fgh-ma.de
[3] IAEW der RWTH Aachen, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, +49 241 80 97652, a.moser@iaew.rwth-aachen.de, http://www.iaew.rwth-aachen.de

Optimierungsproblem (OP) wird anschließend linearisiert, indem die Auswirkungen auf Strom und Spannung berechnet werden, wenn Änderungen der Wirk- und Blindleistung im System auftreten (Sensitivitätsberechnung). Anschließend wird das lineare OP in einem iterativen Optimierungsprozess gelöst und auf Konvergenz getestet.

Der SCOPF wird durch die Bewertung eines DC-Systems bei Ausfall eines HGÜ-Zweigs oder eines Konverters sowie dessen Einfluss auf das AC-System erweitert (rechte Seite von Abbildung 1). Die Ergebnisse ermöglichen eine Optimierung im Hinblick auf die Systemsicherheit des kombinierten vermaschten AC- und DC-Übertragungsnetzes.

Für dieses OP bilden die Stromgrenzen der Zweige die Nebenbedingungen. Generatoren und Konverter sind die verfügbaren Freiheitsgrade, begrenzt durch ihre jeweiligen unteren und oberen Wirkleistungseinspeisegrenzen. Weitere Nebenbedingungen sind die Kopplung der OWP mit dem zugehörigen Offshore-Konverter zur Begrenzung von dessen Sollwerten. Die Zielfunktion ist auf die Minimierung der Redispatchkosten und die Minimierung von Engpässen unter Einhaltung des (N-1)-Kriteriums ausgelegt.

Alle AC- und DC-Systeme werden gemeinsam durch einen linearen Solver optimiert. Die Vorteile sind eine reduzierte Rechenzeit und ein verbessertes Konvergenzverhalten im Vergleich zu einer separaten Optimierung jedes Systems (AC und DC).

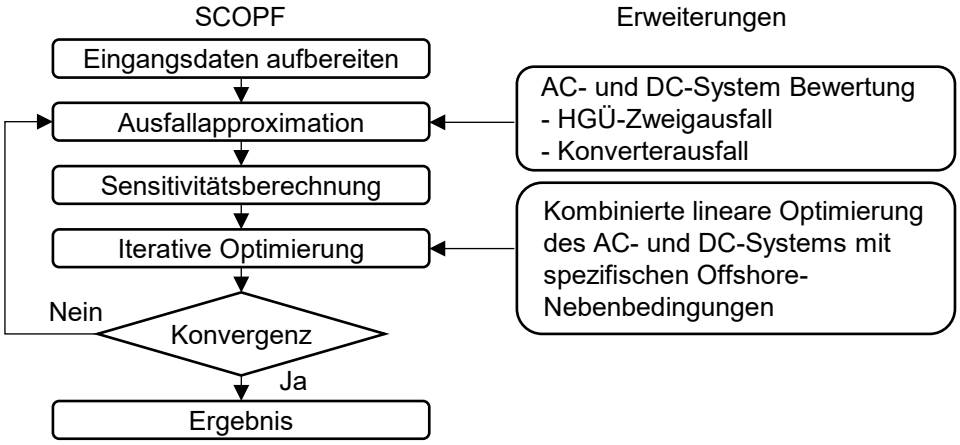


Abbildung 1: Ablauf der Optimierung

Ergebnisse

In exemplarischen Untersuchungen wird eine Validierung des SCOPF durchgeführt. Dafür wird ein bestehendes Testnetz um ein vermaschtes Offshore-HGÜ-Netz erweitert und synthetische Netznutzungsfälle angewendet. Die Ergebnisse zeigen eine Reduzierung der Überlastungen im AC- und DC-System.

Referenzen

[1] Die Bundesregierung, „Mehr Windenergie auf See“, https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968 (Aufgerufen 01. Dezember 2023)

[2] D. van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, und J. Liang, “HVDC Grids for Transmission of Electrical Energy: Offshore Grids and a Futu”, 1st ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016

[3] The European Commission, “Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”, http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/2021-03-15 (Aufgerufen am 01. Dezember 2023)

[4] J. F. Eickmann, “Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb”, Aachen: printproduction, 2015

3.6.4. Modulares Stromversorgungskonzept Prüfsystem mit Basis-Wandlern und Booster-Wandler

Philip POLLHEIMER(*), Michael GRASSMUGG, Benedikt SCHWARZ, Jürgen FABIAN[1]

Konzept und Systemarchitektur

Das modulare Stromversorgungskonzept [1], [2] nutzt eine neue Betriebsstrategie mit Basis-Wandler und Booster-Wandler, die es dem Betreiber z.B. eines Prüflabors ermöglicht, mit deutlich weniger installierter Leistung auszukommen. Heute wird für jeden Testkanal die maximal benötigte Leistung installiert, die jedoch nur weniger als 10% der Testdauer benötigt wird. Die Erfindung betrifft ein Prüfsystem zur gleichzeitigen Prüfung mehrerer elektrischer Komponenten, insbesondere leistungselektronische Betriebsmittel, sowie ein Verfahren zur Prüfung von mehreren Prüflingen mit einem Prüfsystem. Als Prüfling kommt jede elektrische Energie abgebende oder aufnehmende Einheit infrage.

Der Fokus bei dieser Innovation wurde auf die Architektur eines Batterietestfeldes für Hochvoltbatterien gelegt, inwieweit der Energieverbrauch eines gesamten Batterielabors optimiert werden kann. Die Methodik lässt sich jedoch beliebig auf andere Anwendungsfälle ausdehnen, z.B. das Prüfen und Testen von Antriebssträngen, Brennstoffzellen, DC/DC-Wandlern, Ladegeräten, Wechselrichter oder andere elektrische Leistung transferierende Vorrichtungen.

Bei bereits bestehenden Automatisierungssystemen fehlt die Möglichkeit, Prüfabläufe im Gesamtprüfstand flexibel zuzuordnen und durchzuführen. Basierend auf der heutigen Technologie, die nur starr ausgeführte Testläufe erlaubt, musste ein völlig neues Konzept entwickelt werden. Die Komplexität liegt hier in der Vergabe der Zeitfenster, in denen ein Booster ein- und ausgeschaltet wird.

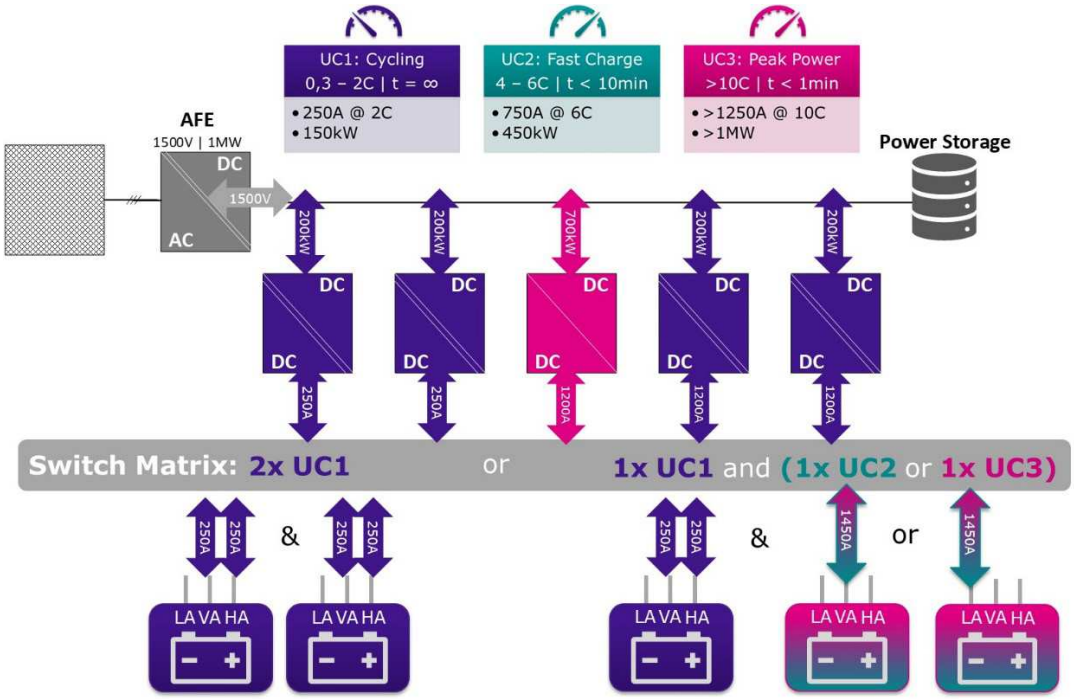


Abbildung 1: Modulares Stromversorgungskonzept.

Ein Booster-Wandler bezeichnet ebenso wie der Basis-Wandler eine elektrische Schaltung, die eine am Eingang zugeführte Gleichspannung in eine Gleichspannung mit höheren, niedrigerem oder

[1] AVL List GmbH, Hans-List-Platz 1, A-8020 Graz, juergen.fabian@avl.com, www.avl.com

invertiertem Spannungsniveau umwandelt. Booster-Wandler sind grundsätzlich ebenfalls dazu eingerichtet, elektrische Leistung bidirektional zu wandeln. Vorzugsweise sind Booster-Wandler so ausgestattet, dass sie an dessen Ausgang ein Leistungsniveau transferieren, das bei einem zum Basis-Wandler passenden Spannungsniveau über dem Basis-Leistungsniveau liegt.

Insbesondere bei zeitkritischen Tests muss sichergestellt sein, dass benötigte Leistungsbedarfe zum spezifizierten Zeitpunkt bereitgestellt werden können, um ein aussagekräftiges Ergebnis zu erhalten. Somit ergibt sich für spezielle Prüfungen eine notwendige Priorisierung, damit es zu keiner Unterbrechung des Testzyklus kommt.

Besonderheiten der Innovation

Der Bedarf an elektrischen Prüfsystemen steigt derzeit aufgrund der Elektrifizierung von verschiedenen bisher nicht elektrifizierten Technologiefeldern stark an. Prüfsysteme können dazu eingerichtet sein, die Belastungen des Lebenszyklus eines Prüflings nachzustellen und sind in der Lage, einen an einen Testkanal angeschlossenen Prüfling mit einer Leistung zu laden und/oder zu entladen, wie es das jeweilige Prüfverfahren erfordert. Prüfverfahren weisen häufig große Unterschiede im Leistungsbedarf und der entsprechenden Zeitdauern auf: meist werden für längere Zeiträume geringere Leistungen benötigt, während besonders hohe Leistungsspitzen für kurze Zeiträume an einem Prüfling gefordert sind.

Gemäß aktuellem Stand der Technik gibt es kein System am weltweiten Markt, welches modular, skalierbar und anwendungsorientiert flexibel bedienbar ist. Aktuell werden Prüfsysteme für elektrische Komponenten jeweils mit der maximalen Prüfleistung ausgestattet, welche allerdings nur für sehr kurze Zeiträume genutzt werden.

Durch diese neuartige Innovation lässt sich der Betrieb eines Prüflabors effizienter gestalten, insbesondere ergibt sich eine signifikante Platzersparnis von bis zu 33%, eine deutlich geringere Anforderung an die installierte Einspeiseleistung (z.B. Transformator), sowie geringe Betriebskosten als auch geringere Kosten zum Hochrüsten entsprechender Hardware (TCO).

Ein Schwerpunkt der technischen Umsetzung liegt in der Komplexität der Hardware der Schaltmatrix, die auf Isolation überwacht und sicherheitsorientiert geschaltet werden muss, damit keine unbeabsichtigten Kurzschlüsse entstehen. Auch die Komponenten müssen richtig dimensioniert sein, da viele Schaltvorgänge zu erwarten sind. D.h. die Robustheit der Schalter muss zusätzlich gewährleistet sein.

Eine galvanische Entkopplung ist für den Betrieb dieses Systems zwingend erforderlich. Bestehende Labore mit DC-Quellen, die über eine solche galvanische Entkopplung nicht verfügen, sind daher für dieses Konzept nicht geeignet.

Referenzen

[1] Österreichisches Patentamt, Patentnummer AT 525848 A1, Prüfsystem mit Basis-Wandlern und Booster-Wandler, 15.08.2023.

[2] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Innovation Award 2023, https://www.ove-innovationday.at/ove-innovation-award/

3.6.5. Benefits from MVDC and LVDC Cable Systems

Patrik RATHEISER(*)[1], Uwe SCHICHLER

The climate change and the energy transition lead to a shift in the energy production from conventional power plants, e.g. fossil fuels, which are located close to consumer centres to power plants based on renewable energies. These renewable power plants are often placed in rural areas, e.g. wind parks. Furthermore, the necessity of CO_2 neutrality and the ever-increasing energy demand make the increased use and expansion of renewable energy power plants indispensable. These emerging changes of recent years and decades have presented numerous challenges and innovations, which have an impact on the energy market and the requirements for a reliable energy supply. However, the existing transmission and distribution grid is not designed for the rising amounts of energy from mainly renewable energy power plants. Therefore, the transmission and distribution grid has to be extended and uprated in future. However, the expansion of energy infrastructure is often confronted with resistance from the general public, which often rejects the construction of new transmission systems. In this regard, the direct current (DC) transmission is a part of the solution to solve the problems of the energy transmission and distribution due to the, e.g. higher possible transmission capacity over an in comparison similar alternating current (AC) cable system.

Nowadays, high-voltage (HV) DC cable systems are already implemented into the existing grid. Furthermore, a large number of DC cable systems will start to operate in the upcoming years, e.g. the corridor projects in Germany. Until now, HVDC is mostly used as a point-to-point connection to transmit energy from renewable power plants, e.g. off-shore wind farms, to consumer centres. In the case of high voltage cable systems however, the insulation material must be modified with, e.g. nanofillers to, for example, increase the specific resistance of the insulation material or reduce the accumulation of space charges in the insulation material. However, the additional treatment of the insulation material makes the production of DC cables often more complex and more expensive in comparison to standard and well-established AC cables [1]. To solve the challenges coming from the energy transition an alternative approach is the medium-voltage (MV) DC transmission via cables. Through investigations regarding MVDC cable systems it was already shown that standard AC cables with the corresponding accessories can be used in MVDC cable systems. The nominal DC voltage can be increased significantly [2]. By using MVAC cable systems for MVDC operation the big advantage of a transmission capacity, which is 5.7-fold in comparison to an MVAC cable system by using identical cables, is obtained [3].

As a result, an MVDC as well as a low-voltage (LV) DC distribution system can be introduced to the existing grid in future besides HVDC transmission systems (Fig. 1). For example, the project “Angle DC”, located in Wales, UK, proves that standard AC cable systems can be converted to MVDC cable systems. Furthermore, the transmission capacity was increased by 23% despite the conservative approach of the nominal DC voltage in the “Angle DC” project [4]. In addition, the use of LVDC systems will increase in future, which is related to the advantages in specific use cases in comparison to LVAC systems as, cost reduction or energy reduction. For instance, the company “Schaltbau” already built a manufacturing facility, where LVDC is used for the logistics in the company. In future, the main energy system of the company will be changed to an LVDC system. Furthermore, half of the energy produced by the photovoltaic system, located on the property of the company, will be connected to the LVDC

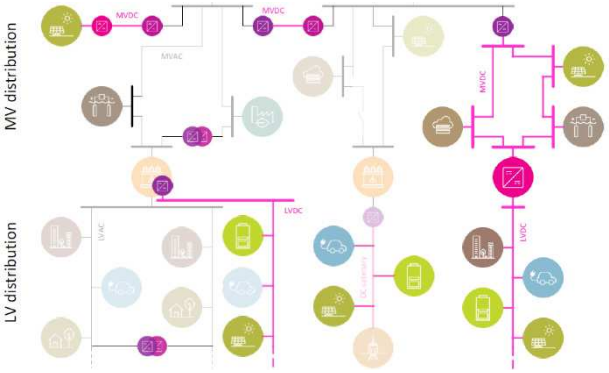


Fig. 1: MVDC and LVDC transmission grid [5]

[1] Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel: +43 316 873-7415, patrik.ratheiser@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

system. In comparison to an energy concept with fossil energy sources, the energy costs will be reduced by up to 35% [6].

In this contribution, the benefits of MVDC and LVDC cable systems are shown and discussed in detail. In addition, the application of MVDC and LVDC systems is described in depth. For this purpose, investigations regarding an MVDC and LVDC cable system are introduced. In the case of MV and LVDC cable systems, the research deals with the conversion of AC to DC cable systems to increase the transmission capacity and reduce the costs in comparison to AC cable systems. To further investigate the conversion of new LVAC cables to LVDC cables, the insulation material of a standard 4x50SM LVAC cable for up to 1000 V AC is investigated under various DC stresses. The insulation material of the investigated LVAC cables is polyvinyl chloride (PVC), which is a typical insulation material used in LVAC systems. To investigate this insulation material for DC application, breakdown tests and long-term tests under DC stress are carried out. These investigations indicate that standard LVAC cables can be used for LVDC without a modification of the used insulation material.

References

[1] G. Mazzanti, M. Marzinotto, "Extruded Cables for High-Voltage Direct-Current Transmission – Advances in Research and Development," Wiley-IEEE Press, New Jersey, USA, 2013.

[2] P. Ratheiser, A. Buchner and U. Schichler, "Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelstrecken bei Verwendung von extrudierten AC-Mittelspannungskabeln," Fachtagung VDE-Hochspan-nungstechnik, pp. 371 – 376, online, 2020.

[3] P. Ratheiser and U. Schichler, "Review of IEC 62895 regarding Electrical Type Tests on extruded MVDC Cable Systems," Jicable HVDC'21, Report 16, Liegé, Belgium, 2021.

[4] G. Bathurst, G. Hwang and L. Tejwani, "MVDC – The New Technology for Distribution Networks," 11th International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, United Kingdom, 2015.

[5] P. Dworakowski and M. Henriksen, "MVDC grid perspectives: applications, operations, equipment and cable systems," Jicable'23, Tutorial 4, Lyon, France, 2019.

[6] Schaltbau GmbH, "Ein zukunftsweisendes Projekt für den Energiewandel in ganz Europa," https://www.schaltbau.com/de/ueber-uns/aktuelles/news-und-presse/pressemitteilungen/ein-zukunftsweisendes-projekt-fuer-den-energiewandel-in-ganz-europa/ (Aufgerufen 18.Dezember, 2023).

4 ZUKUNFTSFÄHIGE VERTEILERNETZE

4.1. QUERSCHNITTSTHEMEN BEI VERTEILNETZEN

4.1.1. Umweltbilanz als Bewertungskriterium für elektrische Betriebsmittel

Uwe SCHICHLER[1]

Die weltweiten Klimaziele sind nur mit einer signifikanten Reduktion der Treibhausgase in den Sektoren Energie, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft und Gebäude zu erreichen. In diesem Zusammenhang kommen im Bereich der elektrischen Netzinfrastruktur in der Mittel- und Hochspannung zunehmend umweltfreundliche Betriebsmittel bzw. Betriebsmittel mit reduziertem CO_2-Fußabdruck zur Anwendung, um so die erforderliche CO_2-Neutralität zu erreichen. Die verbesserte Umweltbilanz dieser Betriebsmittel resultiert im Wesentlichen aus konstruktiven Änderungen und der Anwendung von innovativen elektrischen Isoliersystemen in Verbindung mit umwelttechnisch optimierten Liefer- und Fertigungsketten. Die aktuellen Veränderungen werden durch entsprechende politische Rahmenbedingungen bereits teilweise vorgegeben (Beispiel: EU F-Gas-Verordnung).

Derzeit herrscht allerdings eine gewisse Unsicherheit über die konkrete Vorgehensweise bei der Erstellung von Umweltbilanzen nach DIN EN ISO 14040/44 und der in Erstellung befindlichen IEC TS 62271-320 für die Betriebsmittel der elektrischen Netzinfrastruktur, da die erforderlichen Eingangsinformationen teilweise nicht vollständig bzw. nicht in der erforderlichen Qualität vorliegen und darüber hinaus komplexen Zusammenhängen unterworfen sind. Eine eindeutige Bewertung der LCA-Ergebnisse für vergleichbare Produkte ist oft nicht möglich. Vor diesem Hintergrund beschäftigen sich aktuell u. a. mehrere CIGRE-Arbeitsgruppen mit dem Thema LCA.

Der Beitrag geht auf die Methodik der Bewertung von elektrischen Betriebsmitteln der Mittel- und Hochspannung anhand von Umweltbilanzen bzw. Lebensdaueranalysen (LCA, Life-Cycle-Assessment) ein. Als Beispiele werden gasisolierte Schaltanlagen (GIS), extrudierte Kabel und Transformatoren betrachtet, wobei die jeweiligen LCA-Daten und LCA-Ergebnisse aus einer umfangreichen Literaturrecherche stammen und im Rahmen des Beitrags diskutiert werden.

Referenzen

[1] Straumann u. a.: Der Weg zur zuverlässigen und schnellen Minimierung des CO2-Fußabdrucks von gasisolierten Schaltanlagen. VDE-Workshop “High Voltage goes Green”, Berlin, Deutschland, 2023
[2] Perret et al.: Analyzing the environmental impacts of a 145 kV GIS over its complete lifecycle. E&I Journal, Springer Verlag, Heft 7/8, 2023
[3] Stirl: Nachhaltigkeit von Leistungstransformatoren. VDE-Workshop “High Voltage goes Green”, Berlin, Deutschland, 2023
[4] Schichler u. a.: Technische Eigenschaften und Umweltaspekte von Polypropylen-isolierten Mittel- und Hochspannungskabeln. VDE-Tagung „Hochspannungstechnik“, Berlin, Deutschland, 2022
[5] Denizet et al.: Bio P-Laser: Design of a sustainable and fully recyclable Medium Voltage Cable. Jicable, Lyon, France, Report D8-1, 2023
[6] Kaumanns, Ebert: Innovative Trends and Solutions for EHV XLPE insulated Cable Systems. Jicable, Lyon, France, Report C10-6, 2023

[1] Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7400, E-Mail: uwe.schichler@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

4.1.2. Internal Carbon Pricing für Netzbetreiber

Madeleine JENDERNALIK*[1], Lars JENDERNALIK[2], Christian REHTANZ, Thomas WIESNER

Zielsetzung

Die Transformation von Netzbetreibern zur Klimaneutralität ist eine große Herausforderung. CO_2-mindernde Maßnahmen sind häufig mit teils großen Investitionen verbunden und müssen im Umsetzungsportfolio eines Unternehmens ebenfalls in der Wirtschaftlichkeit bestehen, um umgesetzt werden zu können. Hier gilt es den Mehrwehrt solcher Maßnahmen im Sinne einer CO_2-Reduktion vergleichbar darzustellen und eine Entscheidungsgrundlage zu schaffen. Eine Möglichkeit bietet die interne CO_2-Bepreisung bzw. die monetäre Abbildung der entsprechenden Minderungseffekte. In diesem Beitrag wird eine mögliche Methode sowie die Anwendung dieses Internal Carbon Pricing dargestellt.

Grundlagen

Gesetzliche Vorgaben auf nationaler und europäischer Ebene haben eine immer höhere Relevanz für externe und interne CO_2-Bepreisungen. Zu diesen bereits bestehenden und geplanten Vorgaben gehören unter anderem der Emissionshandel in Deutschland und der Europäischen Union, die bevorstehende F-Gas-Verordnung und das Anti-Greenwashing-Gesetz. Die hier entwickelte Methodik der internen CO_2-Bepreisung stellt eine weitere Rahmenbedingung her, die zur Beschleunigung des Pfades zur Klimaneutralität führt. Aktivitäten im Bereich der Nachhaltigkeit bekommen für Unternehmen vor dem Hintergrund der Corporate Sustainability Reporting Directive und der EU-Taxonomie eine immer höhere Bedeutung.

Methode

Zur Vorbereitung des Modells muss berechnet werden, wie hoch die maßnahmenspezifischen Investitionen und jährlichen Betriebskosten ausfallen, um die jeweiligen Emissionseinsparungen zu bewerkstelligen. Diese maßnahmenspezifischen Kosten (MSK) werden pro Tonne CO_2-Äquivalent (CO_2e) angegeben, um die Maßnahmen miteinander vergleichen und anschließend nach ihren relativen Kosten sortieren zu können. Die Grundidee des Modells zur Bestimmung eines Internal Carbon Prices (ICP) ist auf einem Merit-Order Ansatz gestützt, in welchem alle Maßnahmen aus einem zuvor erstellten Maßnahmenkatalog nach ihren jeweiligen MSK aufsteigend sortiert werden. Mithilfe eines Balkendiagramms, in welchem die Balkenbreite der CO_2e-Einsparung in Tonnen CO_2e für jeden Maßnahmenblock entspricht, kann die kumulierte Einsparung betrachtet werden. Insgesamt betrugen die zu reduzierenden und zu substituierenden CO_2e-Emissionen im Beispiel noch 30.000 t CO_2e, weswegen in der Abbildung 1 dieser Wert zur Deckelung der Gesamtemissionen erreicht werden muss. Alle Maßnahmen, die negative MSK besitzen, bedeuten eine mögliche Einsparung von Emissionen und Kosten für den Netzbetreiber. Diese sollen daher in jedem Fall weitestgehend umgesetzt werden. Zur besseren Übersicht sind die Maßnahmen noch farblich in die Kategorien der Reduktion und Substitution aufgeteilt, die Kompensation wird erst im finalen Schritt betrachtet. In der Abbildung wird nun zusätzlich der jeweilige Durchschnittswert der kumulierten Kosten, gewichtet nach ihrem einzelnen Einsparpotential, eingezeichnet (blaue Kurve). In der Summe aller Maßnahmen ergibt sich bei der hier gezeigten Beispielrechnung ein durchschnittlicher MSK von 105 € pro t CO_2e. Dieser Durchschnittswert bestimmt die Grenze, bis zu welcher Maßnahmen umgesetzt werden sollen.

[1] Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, madeleine.jendernalik@tu-dortmund.de
[2] Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, lars.jendernalik@westnetz.de, www.westnetz.de
[3] TU Dortmund ie3, Emil-Figge-Straße 70, +49 231 755 2396, christian.rehtanz@tu-dortmund.de, www.ie3.etit.tu-dortmund.de
Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, thomas.wiesner@westnetz.de, www.westnetz.de

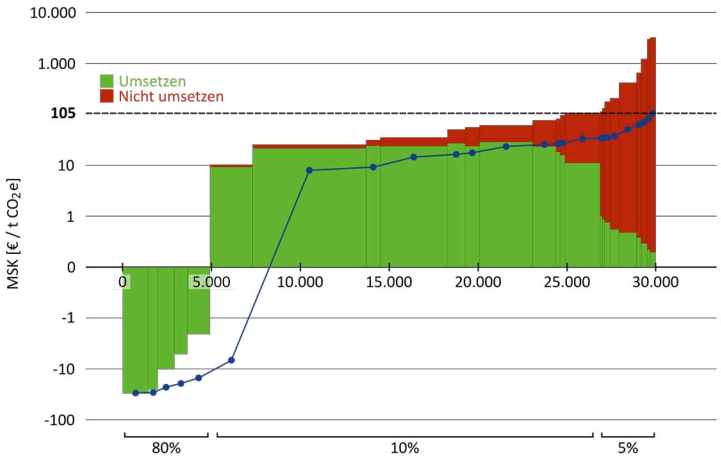


Abbildung 1: Modellansatz vor der Optimierung

Das annuitätische Budget kann indirekt als Integral der einzelnen Balken bis zu dieser Grenze abgeschätzt werden. In dem Beispiel ergibt dies ein Budget in Höhe von 1,2 Mio € (bei 3,1 Mio € der gesamten annuitätischen Kosten aller Maßnahmen). Hiermit können im Sinne des Pareto-Prinzips bereits etwa 90 % der CO_2e-Emissionen aus dem Maßnahmenkatalog für Reduktion und Substitution gemindert werden. Jeder Maßnahme wird außerdem ein Mindestprozentsatz zugeordnet, da auch ineffizientere Maßnahmen aufgrund der Portfoliodiversität und des Gleichzeitigkeitsfaktor bei der Umsetzung von Maßnahmenblöcken beachtet werden. Die Maßnahmen mit negativen MSK haben pauschal einen Prozentsatz von 80 % erhalten, die Maßnahmen bis zur Budgetgrenze 10 % und alle weiteren 5 %. Daher kommt es zu einer Umverteilung des Gesamtbudgets an der Budgetgrenze durch die Einbindung aller Maßnahmen.

Abbildung 2 zeigt dieses Modell mit realitätsnahen Beispielwerten, nachdem bereits die Optimierung der Verteilung der Maßnahmen, zur Maximierung der CO_2e-Einsparung unter Einhaltung des zuvor berechneten Budgets, erfolgt ist. Der ICP lässt sich als gewichteter Durchschnittswert der MSK nach der CO_2e-Einsparung berechnen. In diesem Beispiel liegt der ICP bei ungefähr 27 € pro Tonne CO_2e.

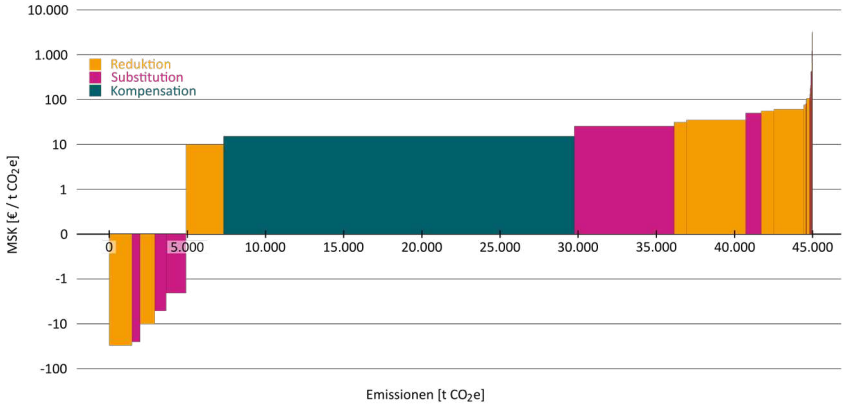


Abbildung 2: Optimierte Verteilung der Maßnahmen

Anwendung

Liegt der berechnete ICP unterhalb des externen Marktpreises, so handelt es sich um eine Outperformance, da es für den Netzbetreiber wirtschaftlicher wäre die Maßnahmen umzusetzen, anstatt direkt oder indirekt den Marktpreis zu zahlen. Die Differenz der beiden Preise pro Tonne CO2e multipliziert mit den Gesamtemissionen ergibt dann ein eingespartes Budget, welches für andere nachhaltige Projekte eingesetzt werden kann, und welche wiederum an die Stakeholder kommuniziert werden können. Außerdem wird mit der Umsetzung realer Maßnahmen innerhalb des Unternehmens die Gefahr des Greenwashing reduziert. Weiterhin kann das zukünftig benötigte Investitionsbudget abgeschätzt werden. Mithilfe von Tools wie einem Dashboard kann auch innerhalb des Unternehmens Transparenz für die Maßnahmen und deren Kosten und Emissionseinsparung geschaffen werden.

4.1.3. Vergleich der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Verteilnetzertüchtigungsmaßnahmen

Clemens KORNER[1], Helfried BRUNNER, Thomas WIELAND[2], Johannes FERSTL[3], Maximilian ORTNER[4]

Motivation

Im Zuge der Energiewende kommt es in den elektrischen Verteilernetzen durch die Integration zukünftiger Technologien wie z.B. Elektromobilität (EV – Electric Vehicle), Photovoltaik (PV) und Wärmepumpen zu einer Veränderung der bisherigen Lastflüsse. Damit das Netz sowohl die zusätzliche Erzeugung- als auch die Verbrauchsleistung aufnehmen und transportieren kann, müssen weitere Netzkapazitäten geschaffen werden. Die Ertüchtigung der Stromnetze in dem betrachteten Projekt „Projekt 567“ (Synonym für die betrachteten Netzebenen (NE) 5 bis 7) soll jedoch schon in den nächsten Jahren im gesamten Versorgungsgebiet der verschiedenen Verteilernetzbetreiber (VNB) erfolgen. Dazu bedarf es neuer Werkzeuge für die VNBs, um unterschiedliche netztechnische sowie netzeffizienz-steigernde Maßnahmen und strategische Entscheidungen zu analysieren und priorisieren.

Methodik

Im Rahmen des Projekts „Projekt 567“ [1] wurde in Kooperation mit 3 VNBs ein Planungsalgorithmus zur strategischen Netzentwicklung und Analyse der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen entwickelt. In [2] wird die Methode des Planungsalgorithmus präsentiert und anhand beispielhafter Ergebnisse dessen Funktionsumfang gezeigt. In diesem Beitrag wird basierend auf Simulationsergebnissen von ca. 20.000 Niederspannungsnetzen und ca. 130 Umspannwerken (UWs) die Wirkung unterschiedlicher netztechnischer sowie netzeffizienz-steigernder Maßnahmen auf das Verteilernetz im Detail analysiert.

Resultate

In Tabelle 1 wird die Wirksamkeit unterschiedlicher netztechnischer sowie netzeffizienz-steigernder Maßnahmen auf die gesamten Versorgungsgebiete von drei VNBs dargestellt. Zusätzlich werden die notwendigen Investitionskosten der Energiewende für die NE 5, 6 und 7 erhoben. Jede Zeile der Tabelle stellt eine untersuchte Einzelmaßnahme dar. Die Kosten jeder einzelnen Maßnahme werden jeweils mit den Kosten eines Referenzszenarios verglichen, welches den „konventionellen“ Netzausbau darstellt. Das Szenario „konventioneller“ Netzausbau beinhaltet die Leitungs- sowie Transformatorverstärkung, den Bau von Parallelabzweigen sowie den Neubau von Ortsnetzstationen („Basis-Werkzeugkasten der Netzplanung“). In den letzten beiden Spalten werden die kumulativen Kosten des Referenzszenarios (Niederspannung (NS) + Mittelspannung (MS)) mit den unterschiedlichen Maßnahmen für 2030 und 2050 in Relation gesetzt. Dabei wird die Spannweite der resultierenden Kostendämpfung der jeweiligen Maßnahme angegeben, wobei die kleinere Zahl die Kostendämpfung für den VNB mit dem geringsten Hebel und die größere Zahl für den VNB mit der größten Wirkung angibt. Zusätzlich wird noch der Wirkungsbereich (NS und/oder MS), in dem die Maßnahme wirkt, angegeben sowie die beteiligten Akteure, die zur Durchführung der Maßnahme benötigt werden.

Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse, dass jede Einzelmaßnahme eine kostendämpfende Wirkung erzielt. Es zeigt sich jedoch, dass sich keine Maßnahme signifikant von den anderen absetzt. Weiters können die einzelnen Maßnahmen nicht nur isoliert, sondern auch kombiniert eingesetzt werden. Durch den gezielten Einsatz von Kombinationen einzelner Maßnahmen kann eine weitere Optimierung erreicht werden (wurde nicht untersucht). Dabei ist jedoch zu beachten, dass die hier dargestellten, individuellen Kostendämpfungen nicht einfach addiert werden dürfen, da sich diese teilweise gegenseitig beeinflussen. Beispielsweise hat eine UW-Kompoundierung eine Wechselwirkung mit der PV-

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien
[2] Netz Oberösterreich GmbH. Energiestraße 1, 4020 Linz
[3] KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt am Wörthersee
[4] TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Bert-Köllensperger-Straße 7, 6065 Thaur

Blindleistungsregelung. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die Ergebnisse je nach VNB stark streuen können (z.B. PV-Q(U) 10 – 30%) und somit eine Pauschalisierung der netztechnischen sowie netzeffizienz-steigernden Maßnahmen für die Verteilernetzbetreiber nicht einfach möglich ist.

Maßnahme	Wirkungs-bereich (NS, MS)	Beteiligte Akteure			Kostendämpfung (%) bezogen auf Gesamtkosten (NS+MS) des Referenzszenarios	
		Netzbe-treiber	Kunde	Regu-lator	2030	2050
RONT und NS-Strangregler als Ergänzung zur reinen Leitungsverstärkung bei Spannungsproblemen	NS	×			5 – 10	5 – 10
UW-Kompoundierung Wirkstromabhängige Spannungsregelung im UW	MS	×			10 – 20	5 – 15
MS-Längsregler als Ergänzung zur reinen Leitungsverstärkung bei Spannungsproblemen	MS	×			5 – 15	5 – 15
PV-Rückspeise-beschränkung 70% der Modulleistung entspricht max. 3 % Reduktion d. Rückspeisemenge p.a., Nutzung Überschussstrom in Kundenanlage möglich	NS+MS		×	×	5 – 15	10 – 15
PV-Q(U) Kosten der Blindleistungsauf-bringung vorgelagerter Netzebenen nicht berücksichtigt	NS+MS	×	×		10 – 30	20 – 25
EV-Drosselung zu Spitzenzeiten Temporäre Ladeleistungs-drosselung der PRIVATEN E-PKW-Ladung auf 50% während Spitzenlast-Situationen im Netz	NS+MS	×	×	×	5 – 25	5 – 15

Tabelle 1: Flächenwirksamkeit verschiedener Netzertüchtigungsmaßnahmen für die Netzebenen 5, 6 und 7

Zusammenfassung

Basierend auf dem Vergleich verschiedener Maßnahmen für die Versorgungsgebiete der drei VNBs konnte gezeigt werden, dass jede der untersuchten Maßnahmen eine Kostendämpfung besitzt. Es gibt keine Maßnahme die klar hervorsticht. Durch verschiedene geographische sowie historische Gegebenheiten unterscheiden sich die Wirkungen der Maßnahmen jedoch teilweise stark für unterschiedliche VNBs, bzw. sogar innerhalb des Versorgungsgebietes, weswegen eine einfache Pauschalisierung nicht möglich ist. Um das Stromnetz effizient auf die Energiewende auszubauen ist ein Zusammenspiel aller beteiligten Akteure notwendig: Netzbetreiber, Kunde sowie Regulator.

Referenzen

[1] Projekt 567, Forschungsprojekt gefördert durch die FFG
[2] C. Korner, H. Brunner, T. Wieland, S. Brandl, M. Ortner, „Projekt 567 – Strategische Netzentwicklung anhand der Analyse der Flächenwirksamkeit von Maßnahmen in vollständigen Verteilnetzen“, 13. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2023, Wien

4.1.4. Impact of electrification and smart energy management on grid infrastructure

Philipp MASCHERBAUER[1], Lukas KRANZL[2]

Abstract

Increased electrification of heating systems in the residential sector will lead to an increase in electricity demand, which will most likely necessitate additional investments into grid infrastructure. In this work, a case study of an urban area is conducted where the energy demand of each building is modeled. By developing scenarios on the uptake of electrified heating systems, PV installations, battery storage, and smart energy management systems, potential necessary investments into the grid infrastructure are calculated. This is done by a two-stage modeling approach. First, the heating, cooling, and electricity demand of all residential buildings in the respective area are calculated. Then, the electricity demand is provided to a second model, calculating the necessary distribution grid infrastructure to support this demand on a granular spatial level. Results will show how the increase of heat pumps and PV systems can put additional stress on the electric grid and how smart energy management devices at the single household level could help alleviate some of this stress.

Method

First the information of buildings and the grid layout in the area is collected using Open Street Maps (OSM) and open building Databases (eg. URBAN3R[3] and 3Dbag[4]). The information of building location and adjacent wall area and ground floor area is calculated using the shapefiles from OSM while information on building age and height is obtained open building Databases. Industrial buildings, Sport centres and other large buildings not marked as such in either of the datasets are manually removed from the dataset. Sheds and other non-residential very small buildings are excluded by excluding buildings with a ground floor area less than 45m.This value was derived by trial and error. For the remaining buildings data on the building properties is mapped from a national building database underlying in Invert/EE-Lab[5] building stock model. This is done using the building age and classification such as single-family building, row house or apartment block.

In a next step, the electricity demand of all buildings is modelled with different appliances installed. Table 1 shows the different possibilities of appliances each house can have installed in different scenarios. To save computational recourses it was decided to cluster the buildings (using K-means++) within the area into representative buildings using the thermodynamic properties of each building together with its floor area. This resulted in 50-70 building clusters from which the permutation with all options according to Table 1 could be calculated. Each building is simulated and optimized once using the 5R1C approach described in the DIN ISO 13790. The objective function of the optimization is to reduce energy cost of the building, increasing possible PV self-consumption and given a variable electricity tariff, also reacting to the electricity price by using the electrified heating system and thermal storages as well as the thermal mass of the building. The use of the smart energy management system transforms normal consumers or prosumers into so called prosumagers (households that consume, produce and manage their electricity consumption).

Based on the scenario information that describes what percentage of buildings are equipped with certain technologies, each residential address is assigned with an electricity demand profile. This information is passed on to the TEPES[6] model to plan the expansion of the distribution grid and related costs.

[1] Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1140, Wien, Austria, mascherbauer@eeg.tuwien.ac.at
[2] Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1140, Wien, Austria, kranzl@eeg.tuwien.ac.at

[3] https://urban3r.es/
[4] https://3dbag.nl/en/viewer
[5] https://invert.at/
[6] https://www.iit.comillas.edu/technology-offer/tepes

Appliances	**Option 1**	**Option 2**	**Option 3**
Heating system	Air source heat pump	Ground source heat pump	Gas boiler
Air conditioning	Yes	No	-
Smart energy System	Yes	No	-
PV peak power	0 kWp	7 kWp only for SFH	15 kWp only for MFH
Battery capacity	0 kWh	7 kWh only for SFH	15 kWh only for MFH
DHW storage	0 l	300 l only for SFH	700 l only for MFH
Heating buffer tank	0 l	700 l only for SFH	1500 l only for MFH

Table 1: Different appliances that can be installed in each house in different combinations.

Results

Results will show how the uptake of single technologies can impact the necessary investment costs on the grid. While storage applications and PV installations will reduce demand derived from the grid, electrified heating systems will increase it. At the same time extensive uptake of PV can lead to grid congestion due to higher loads of exports from the building to the grid. Prosumagers can both increase and alleviate grid stress, depending on the detailed settings and frameworks incentivizing different investments and operational behaviour.

4.1.5. Konzept „Einspeisesteckdose“: Proaktiver Ansatz zum Netzanschluss von Erneuerbarer-Energien-Anlagen

Marco WAGLER[1], Barbara PLURA, Alexander JÄGER[2], Philipp BÜHNER, Johannes STUBER, Philipp LASCHET

Hintergrund

Im Rahmen des „Osterpakets“ hat die deutsche Bundesregierung 2022 die Weichen gestellt, um mit einem konsequenten, deutlich schnelleren Ausbau den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 80 Prozent zu steigern. Im Vergleich zur aktuell installierten Leistung von erneuerbaren Energien ist in den nächsten Jahren ein weiterer, massiver Anstieg des Zubaus der erneuerbaren Energien in Bayern notwendig, um die politischen Ziele zu erreichen. Die Dynamik der Energiewende spüren Bayernwerk und Lechwerke deutlich: Netzanschlussanfragen von Einspeisern haben sich bei beiden Unternehmen im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022 verdoppelt – bereits ausgehend von einem hohen Niveau.

Nach dem aktuellen gesetzlichen Rahmen in Deutschland sind Netzbetreiber verpflichtet, jede Netzanschlussanfrage einzeln zu bewerten und den technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt zu benennen. Diese isolierte Bearbeitung hat mehrere Nachteile für die Beteiligten. Projektierer von Erneuerbaren-Energien-Anlagen haben bis zur Vergabe des Netzanschlusspunktes eine hohe Planungsunsicherheit für ihre Projektstandorte und sehen sich nach der Vergabe teilweise mit hohen Netzanschlusskosten konfrontiert. Beim Netzbetreiber führt die Einzelfallprüfung von Anschlussanfragen zu hohen Berechnungsaufwänden, langen Bearbeitungszeiten und reaktiv erfolgendem Netzausbau. Die dadurch notwendigen, vielen Bau-Einzelmaßnahmen führen zu einem ineffizienten, kleinteiligen und unstrukturierten Netzausbau.

Inhalt

In dem Artikel präsentieren die Autoren ein neues Konzept für den effizienten und kostengünstigen Anschluss von Erneuerbaren-Energien-Anlagen an das Verteilnetz, die „Einspeisesteckdose“. Eine Einspeisesteckdose ist ein netztechnisches Konzept, welches schnell, vereinfacht (N-0-sicher) und gebündelt erneuerbare Energien in das Stromnetz integriert. Im aktuell laufenden Projekt ist die Einspeisesteckdose beispielsweise ein HS/MS-Umspannwerk bzw. ein HS/MS-Trafo, die im Baukastenprinzip zukünftig skaliert werden können. Besonders vorteilhaft sind Einspeisesteckdosen dort, wo sich Lastzentren in der Nähe befinden, um Synergien zwischen Einspeisung und Bezug zu nutzen. Zukünftig ist anzudenken, neue HS-Leitungen mit mehreren HS/MS-Einspeisesteckdosen zu bauen und die erzeugte Energie direkt über einen Netzkuppelpunkt ins europäische Verbundnetz abzutransportieren.

Proaktiver Bau der Einspeisesteckdose

Statt auf Anfragen zu warten, stellen Netzbetreiber in diesem Konzept im Voraus Netzkapazitäten, in Form einer Einspeisesteckdose bereit, um die Integration erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Dies reduziert Verzögerungen und die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass im Umfeld der Einspeisesteckdose ausreichend verfügbare Flächen für den Zubau der Erneuerbaren-Energien-Anlagen bereitstehen. Die kommunalen Partner werden daher frühzeitig in die Planungen für eine neue Einspeisesteckdose einbezogen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Kommunen ausreichend Flächen in den Flächennutzungsplänen ausweisen und den Zubau von neuen Erneuerbaren-Energien-Anlagen unterstützen. Ziel ist es, dass die Vorabstimmung zu schnelleren Genehmigungsverfahren für die Anlagenbetreiber und zur Errichtung der Einspeisesteckdose führt. Durch den proaktiven Ausbau von Netzanschlusskapazitäten kann der Netzbetreiber Standortsignale

[1] Lechwerke Verteilnetz GmbH, marco.wagler@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de
[2] Bayernwerk AG, alexander.jaeger2@bayernwerk.de , www.bayernwerk.de
[3] Bayernwerk Netz GmbH, www.bayernwerk-netz.de
E-Bridge Consulting GmbH, plaschet@e-bridge.com, www.e-bridge.com

für den Zubau der erneuerbaren Energien senden, und damit verfügbare Kapazität im Verteilnetz nutzen. Dadurch kann eine Nachverdichtung erfolgen, die Auslastung des bestehenden Netzes erhöht werden und die Redispatch-Kosten reduziert werden welche sich in der gesamten Bundesrepublik im Jahr 2022 auf 4,2 Mrd. € summierten [1].

Clustering von Erzeugungsanlagen statt Einzelanfragen

Im Zielbild der Einspeisesteckdose sollten Netzbetreiber berechtigt sein, bei der Prüfung des technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts weitere Netzanschlussbegehren und zu erwartende Einspeisungen gemäß § 14d Abs. 3 EnWG im Sinne einer Gesamtbetrachtung einzubeziehen – eine gesamthaft effiziente Netzstruktur soll errichtet werden, wodurch der Fokus weg von der individuellen Ermittlung des NVPs geht und hin zu einem Zielnetzausbau durch den VNB führt. Eine geclusterte Betrachtung mehrerer Anlagen in einer Region und die gesammelte Anbindung dieser Anlagen ans Stromnetz über eine Einspeisesteckdose erweist sich als insgesamt volkswirtschaftlich günstiger, wie weiter unten ausgeführt wird, und ist vorteilhaft für die optimale Netzauslastung. Einspeisesteckdosen erhöhen gleichzeitig die Anzahl an Erzeugungsanlagen, die wirtschaftlich im Verteilnetz angeschlossen werden können. Zusätzlich kann der Netzbetreiber im Sinne eines vorausschauenden Ausbaus frühzeitig höhere Einspeisekapazitäten schaffen, sofern zusätzliche Einspeisepotenziale in der Region bestehen.

Chance zur verursachungsgerechten Neuverteilung der Anschlusskosten nutzen

Eine geclusterte Anbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Stromnetz hat in einer Gesamtbetrachtung volkswirtschaftliche Vorteile. In mehreren exemplarischen großen Anschlussanfragen wurde im Netzgebiet der Lechwerke festgestellt, dass die volkswirtschaftlichen Kosten mit dem Clustering um ca. 30% reduziert werden können. Gleichzeitig werden dadurch aber Kosten vom Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage hin zum Netzbetreiber verschoben. Dieser baut und betreibt Netzbetriebsmittel zur Anbindung der Anlagen, womit er im überwiegenden Fall den Erneuerbaren-Energien-Anlagen „entgegenbaut“; z.B. räumlich durch ein neues Umspannwerk. Dadurch erhalten Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Mehrheit einen näher liegenden Netzverknüpfungspunkt und sparen sich damit Kosten, die sie in der derzeitigen Logik zu tragen hätten. Andererseits entstehen dem Netzbetreiber Kosten, die er nach derzeitiger Rechtslage nicht hätte. Das wiederum lässt in der Tendenz die Netzentgelte steigen.

Deshalb werden durch das Konzept der „Einspeisesteckdose“ Fragen der Kostenverteilung aufgeworfen, die in diesem Zusammenhang zu klären sind. Eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten könnte auf verschiedenen Wegen erfolgen, die bereits in der öffentlichen Diskussion stehen. Ein Ansatz könnte sein, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen in Analogie zum Vorgehen bei Bezugskunden ans Stromnetz angeschlossen werden und die gleichen Kostenbestandteile zu tragen hätten. Diese Ansätze werden in der hier vorgestellten Veröffentlichung durch die Autoren bewertet.

Schlussfolgerung und Ausblick

Das Konzept der Einspeisesteckdose ermöglicht einen volkswirtschaftlich günstigeren sowie technisch effizienteren Anschluss von Erneuerbaren-Energien-Anlagen an das Verteilnetz. In aktuell laufenden Pilot-Versuchen des Bayernwerks und der Lechwerke wird das Konzept auf seine Akzeptanz bei Anlagenbetreibern sowie die Anwendbarkeit in den bestehenden Netzanschlussprozessen hin erprobt. Um eine Überführung in ein Standard-Konzept von deutschen Verteilnetzbetreibern zu ermöglichen sind jedoch Anpassungen am gesetzlichen Rahmen sowie Änderungen bei der Kostentragung notwendig.

Referenzen

[1] Bundesnetzagentur, (2023 Juli), “Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022”, Ganzjahreszahlen2022.pdf (bundesnetzagentur.de)

4.2. REGELUNG IN VERTEILERNETZEN

4.2.1. Einflussgrößen auf die Dynamik der netzbildenden Droop-Regelung

Lukas JUNG(*), Anna PFENDLER[1], Aaron Hebing, Jutta HANSON

Motivation

Die fortschreitende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere Wind- und Solarenergieanlagen, führt zu wesentlichen Veränderungen im elektrischen Energiesystem. Im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken, die über Synchrongeneratoren angeschlossen sind, erfolgt die Anbindung von DEA in der Regel über Umrichter. Diese Umstellung erfordert von den umrichterbasierten Anlagen eine verstärkte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und einen aktiven Beitrag zur Wahrung der Systemstabilität.

Ein vielversprechender Ansatz, um diese Anforderungen zu erfüllen, ist die Implementierung netzbildender Regelungen für Umrichter, die in der Lage sind aktiv die Netzfrequenz und -spannung zu bilden. Ein häufig verwendeter Ansatz für eine netzbildende Regelung ist die Droop-Regelung. Dieses netzbildende Verhalten kann jedoch zu Interaktionen mit vorhandenen rotierenden Maschinen sowie anderen DEA im Netz führen. Besonders im Kontext der Frequenzstabilität im Kurzzeitbereich werden das dynamische Verhalten und die Stabilität netzbildender DEA von einer Vielzahl Faktoren beeinflusst.

Im elektrischen Energiesystem ist die Frequenz ein Indikator für das Gleichgewicht zwischen Wirkleistungserzeugung und -verbrauch. Ereignisse wie der Ausfall von Erzeugungsanlagen können dieses Wirkleistungsgleichgewicht stören und zu transienten Vorgängen führen, welchedie Frequenz beeinflussen. Das inhärente Trägheitsverhalten von rotierenden Maschinen wirkt durch die Erhöhung oder Freisetzung kinetischer Energie einer Frequenzänderung entgegen. Netzbildende DEA können durch geeignete Regelungen eine virtuelle Trägheit aufweisen und damit zur Frequenzstabilität beitragen.

Methodik

In einer reduzierten Testbench nach Abbildung 1 werden eine umrichterbasierte, netzbildende DEA, zwei Lasten und ein Synchrongenerator modelliert. Das Netz wird einem Lastsprung durch Zuschalten der zweiten Last ausgesetzt und die Reaktion der Betriebsmittel, insbesondere der DEA werden ausgewertet.

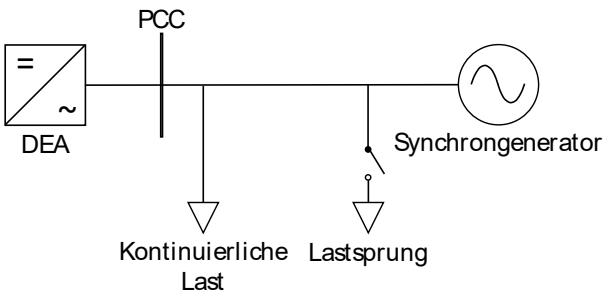


Abbildung 1: Prinzipskizze der verwendeten Testbench

[1] Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, lukas.jung.63@stud.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Anschließend werden verschiedene Einflussgrößen auf das dynamische Frequenzverhalten der netzbildenden DEA untersucht:

11) Umrichterregelung
12) Elektrische Parameter DEA
13) Netzparameter

Zu den Einflussgrößen innerhalb der Umrichterregelung zählt das Tuning der Regelparameter. Um die Wirk- und Blindleistungsregelung von DEA im Verteilnetz mit relativ großem R/X-Verhältnis zu entkoppeln, können virtuelle Impedanzen in die Regelung integriert werden. Zudem müssen Regelkonzepte die Stromgrenze der Umrichter berücksichtigen. Die elektrischen Parameter der DEA beinhalten die Größe der DEA bzw. das Verhältnis der installierten Leistung im Vergleich zum Synchrongenerator. Zudem werden der Teillast- und Vollastbetrieb gegenübergestellt, wobei im letzteren Fall die Strombegrenzung des Umrichters erreicht werden kann. Zuletzt wird der Einfluss von Netzparametern, etwa die Trägheitskonstante des Synchrongenerators oder die Größe der Störung in Form eines Lastsprungs untersucht.

Ergebnisse

Die Untersuchung der Einflussgrößen zeigt die Sensitivität der netzbildenden Droop-Regelung gegenüber internen und externen Parametern auf. Zudem werden Grenzen der Stabilität der Droop-Regelung aufgezeigt, z.B. wenn die Störung in Form eines Lastsprungs zu groß wird und zu einem ungedämpften Aufschwingen der Regelparameter führt. Für dynamische Frequenzuntersuchungen liefert diese Arbeit wertvolle Einblicke in das Zusammenspiel aus Synchrongenerator und umrichterbasierter DEA, sowie in die Stabilität der Droop-Regelung.

4.2.2. Net Load Error: What is a good load forecast?

Nikolaus HOUBEN(*)[1], Amela AJANOVIC, Hans AUER, Reinhard HAAS

Overview

As we transition towards a decarbonized economy, the integration of variable renewable energy resources (VRE) and sector-coupling into the electricity grid places unprecedented pressure on grid operators to effectively forecast and curb peak load. Today there exists a plethora of load forecasting methods, ranging from simple heuristics to advanced machine learning algorithms that can be used for this task. When selecting a suitable method, practitioners often look to conventional Euclidian error metrics, such as the root-mean-squared error (RMSE). However, these metrics are not motivated by real operational requirements in electricity grids. Furthermore, they exhibit what has been referred to as the "double penalty effect" (see [1]). This effect occurs when a forecast of a peak is correct in terms of intensity, size, and timing, but incorrect exact location. For an example consider Figure 1, where (a) shows an informative, but erroneous forecast, while the more accurate (b) is a constant line and thus uninformative for grid operators.

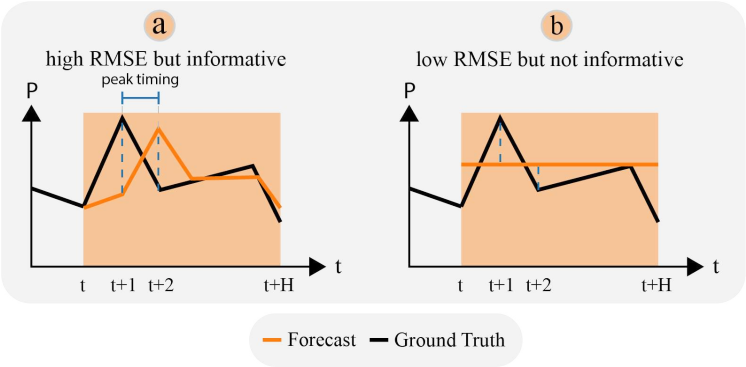


Figure 1: Double Penalty Effect of Euclidian Performance Metrics

Moreover, in a recent review article on low-voltage load forecasting Haben et al. [2] remark that: "there are very few examples of the impact and role the forecast's accuracy has on the outputs of the application." With this work we hope to contribute to closing this research gap, by presenting an application-driven error metric that evaluates forecasts based their ability capture peak load. As reducing peak load is a global objective in electricity grids, and increasingly trickles down to consumers through demand charges, the methods presented here cater to all those asking themselves if their load forecasting method would in fact be useful in a real energy system application.

Methods

Consider a load timeseries y_t and a forecast $\hat{y}_{j=1:H;t}$ $\forall t \in T$. We propose the Net Load Error (NLE), which evaluates an ex-post operational cost C^{opr} attributed to the maximum net load $\boldsymbol{l_t}$ against a daily demand charge P_{DC}:

$$C^{opr} = \sum_{d} \max l_{t;d} * P_{DC}$$

The net load results from operating a battery electric storage system (BESS) through Model Predictive Control (MPC). Specifically, by charging the BESS with charging action u_t, the real load y_t can be modified resulting in the net load l_t as given by:

[1] Energy Economics Group, TU Wien, Gusshausstraße 25-29 E370-03, 1040, Wien;
Tel.: +43 6641545107;

$$l_t = y_t + u_t$$

To understand how the charging action u_t is found, examine the stylized energy system in Figure 2(a), which at timestep *t* consists of a scaled real load (black) $\boldsymbol{y_{j=1:H;t}}$, its scaled forecast (orange) $\boldsymbol{\hat{y}_{j=1:H;t}}$, a BESS with parameters $\boldsymbol{\theta}$. To achieve peak load reduction an optimizer minimizes the following optimization problem at each timestep *t,* by finding charging actions u ($\boldsymbol{u_{j=1:H;t}}$):

$$\min_u C = \min_u (p^h + V(\theta)) \qquad \text{s.t.} \qquad g(u, P_{DC}, \theta) \geq 0 \; ; \; h(u, P_{DC}, \theta) = 0$$

The horizon peak p^h is the highest net load value within the horizon *H*. V(.) is a terminal cost term, quantifying the value of stored energy at the final timestep j=H in the optimization. This term ensures that the BESS is not fully discharged at the end of each optimization. The constraints *g* and *h* incorporate the linearized BESS dynamics, as well as the horizon peak.

Moving on to Figure 2(b), the usual MPC formulation prescribes the first charging action from the optimization at timestep *t* be applied to the real system at the next timestep *t+1;* $l_{t+1}^{opr} = y_t + u_{j=1;t}$. Consequentially, the state-of-charge (SOC) is updated; $SOC_{j=0;t+1} = SOC_{j=1;t}$.

The key insight of the NLE is that a charging action based on an erroneous forecast leads to a sub-optimal net load, as shown in Figure 2(b), where the operational peak is greater than the optimally planned one. Repeating this for all timesteps *t*, as shown in Figure 2(c), once with the forecast as the input to the optimizations and once with the ground truth (perfect forecasts), a cost difference can be evaluated (see Figure 2(d)), which we refer to as the NLE.

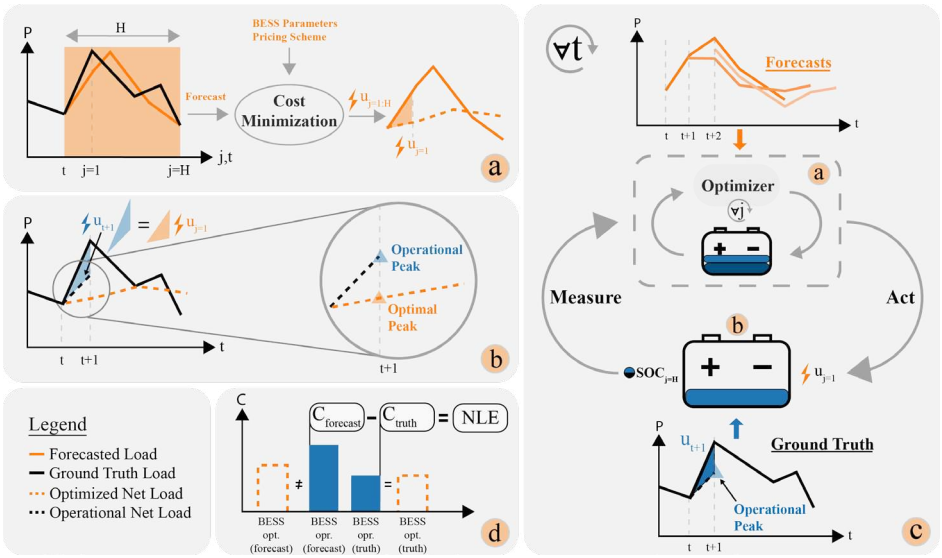


Figure 2: Net Load Error Framework

Results

We evaluate the NLE and RMSE on forecasts of 6 machine learning forecasting models on an open-source Los Angeles county-level electricity load dataset [3]. Results show the expressivity of such the proposed metric and demonstrate the importance of considering load forecasts in the context of real energy applications.

References

[1] C. Keil und G. C. Craig, „A displacement and amplitude score employing an optical flow technique“, Weather and Forecasting, Bd. 24, Nr. 5, S. 1297–1308, 2009.

[2] S. Haben, S. Arora, G. Giasemidis, M. Voss, und D. Vukadinović Greetham, „Review of low voltage load forecasting: Methods, applications, and recommendations“, Applied Energy, Bd. 304, S. 117798, Dez. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117798.

[3] T. H. Ruggles, D. J. Farnham, D. Tong, und K. Caldeira, „Developing reliable hourly electricity demand data through screening and imputation“, Sci Data, Bd. 7, Nr. 1, Art. Nr. 1, Mai 2020, doi: 10.1038/s41597-020-0483-x.

4.2.3. Modell für Niederspannungsnetze mit aktiver Spannungsregelung für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen in Verteilnetzen

Robert SCHMIDT[1], Sophia TEPE[(*),2] Julia RUSSEK[(*)3], Albert MOSER[4]

Kurzfassung

Bedingt durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) auf Verteilnetzebene werden Verteilnetzbetreiber (VNB) in den nächsten Jahrzehnten zunehmend vor der Herausforderung stehen, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Historisch wurden insbesondere Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsnetze (MS-Netze) größtenteils passiv, mit einem Minimum an Messungen und Steuerung betrieben. Dies war möglich, da sich der tägliche Energieverbrauch nur geringfügig änderte und typische Netzsituationen somit leicht vorhersehbar waren. In Zukunft jedoch wird die Volatilität der Einspeisung aus DEA mit hoher installierter Leistung zu einem dynamischen Netzbetrieb führen, der leicht zu unvorhergesehenen Netzzuständen führen kann. Dies erfordert verstärkt eine manuelle und automatisierte Steuerung in NS- und MS-Netzen.

In diesem Zusammenhang wird die Q(U)-Regelung im Allgemeinen als vorteilhaftes Konzept für die Blindleistungsregelung betrachtet. Durch Anpassung an die aktuelle Netzsituation wird die Spannungsstabilität unterstützt. Die Q(U)-Regelung ist sowohl für NS- als auch MS-Netze definiert und soll Blindleistung innerhalb weniger Sekunden bereitstellen. Daher eignet sie sich zur Spannungsstützung bei schnell veränderlichen Netzsituationen sowie bei Ausfällen oder Störungen. Die Regelung ist nicht nur für DEA und Speicherkraftwerke, sondern auch für leistungselektronische Lasten wie Ladestationen für Elektrofahrzeige definiert [1, 2]. Aus Fachkreisen wird empfohlen, diese Möglichkeit zunehmend zu nutzen, um Blindleistung für das Netz im Rahmen der statischen Spannungshaltung bereitzustellen [3].

Mögliche Wechselwirkungen mit anderen spannungsregelnden Anlagen wie beispielsweise Stufentransformatoren bleiben jedoch unklar. Die Tatsache, dass an jedem Netzpunkt zukünftig DEA mit Q(U)-Regelung aktiv sein könnten, macht detaillierte Untersuchungen zu möglichen Wechselwirkungen bei schnell veränderlichen Netzsituationen erforderlich. In der Vergangenheit wurden bereits Untersuchungen zur Spannungsstabilität in NS-Netzen bei Q(U)-Regelung von DEA durchgeführt [4]. Hierbei konnte keine Beeinträchtigung der Stabilität in NS-Netzen festgestellt werden. Jedoch zeigen weitere Untersuchungen, dass die Wahl der Regelung in NS-Netzen deutliche Auswirkungen auf den Blindleistungsaustausch zwischen NS- und MS-Netzen hat [5]. Hierbei bleibt offen, welche Auswirkungen dies bei hoher Integration von DEA hat. Insbesondere bei schnellen Änderungen der Einspeiseleistung von DEA könnten spannungsabhängige Regelungen zu Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen führen. In Zukunft müssen VNB somit in der Lage sein, mögliche Wechselwirkungen zu identifizieren und die Parametrierung von Q(U)-Regelungen und anderen spannungshaltenden Maßnahmen abzustimmen.

Aufgrund des spannungs- und zeitabhängigen Verhaltens Q(U)-geregelter Anlagen müssten zur Berücksichtigung der Interaktionen Zeitbereichssimulationen durchgeführt werden. Angesichts der hohen Anzahl von Knoten auf NS-Ebene würde eine knotenscharfe Zeitbereichssimulation beider Spannungsebenen jedoch einen enormen Rechenaufwand verursachen. Dies gilt insbesondere bei Berücksichtigung mehrerer Netzsituationen. Ein möglicher Lösungsansatz ist die Modellreduktion von

[1] Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 (241) 80 9247, r.schmidt@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de
[2] Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, s.tepe@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de
[3] Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, julia.russek@westnetz.de, www.iaew.rwth-aachen.de
[4] Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, a.moser@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

NS-Netzen. Dabei werden Modelle von NS-Netzen für Spannungsstabilitätsuntersuchungen im Zeitrahmen von Sekunden bis Minuten erstellt, die sowohl die NS-Q(U)-Regelung als auch andere spannungsregelnde Anlagen berücksichtigen.

Das vorliegende Paper präsentiert eine Analyse verschiedener Faktoren in NS-Netzen, die das aggregierte dynamische Blindleistungsverhalten am NS-MS-Verbindungsknoten beeinflussen. Auf Grundlage dieser Analyse wird ein generisches Grey-Box-Modell von NS-Netzen mit hoher Durchdringung von DEA mit Q(U)-Regelung abgeleitet. Das entwickelte Modell wird mittels Zeitbereichssimulationen für verschiedene NS-Netze mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastsituationen sowie für verschiedene Störungssituationen validiert, sodass es auch bei stark und schnell veränderlichen Netzsituationen gültig ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass das individuelle Verhalten der angeschlossenen DEA und Lasten einen großen Einfluss auf das aggregierte Verhalten der NS-Netze hat. Dennoch sind auch Netztopologie und -komponenten in NS-Netzen nicht völlig zu vernachlässigen, da Verluste und der Spannungsfall zwischen dem NS-MS-Verbindungsknoten und den DEA die Q(U)-Regelung in NS-Netzen beeinflussen.

In dem abschließenden Modell werden alle DEA und Lasten daher an einem äquivalenten Knoten aggregiert, der über ein vereinfachtes NS-Netz mit dem NS-MS-Verbindungsknoten verbunden ist. Die Parameter dieses Netzes werden unter Verwendung eines gewichteten Durchschnitts der Parameter der originalen Netzkomponenten berechnet. Verschiedene Erzeugungs- und Lastsituationen werden simuliert, um die Robustheit des abgeleiteten Modells gegenüber Änderungen in der Netzsituation zu prüfen. Im Vergleich zum Blindleistungsfluss am NS-MS-Verbindungsknoten des originalen Netzwerkes kann ein maximaler relativer Fehler von 4,8 % über verschiedene Erzeugungs- und Lastsituationen festgestellt werden. Folglich ist der hier abgeleitete Modellierungsansatz grundsätzlich für die Abbildung des dynamischen, spannungsabhängigen Verhaltens von NS-Netzen geeignet.

Referenzen

[1] Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), VDE-AR-N 4100, VDE, Apr. 2019.

[2] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105, VDE, Nov. 2018.

[3] VDE, FNN Studie Statische Spannungshaltung. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/studien/studie-statische-spannungshaltung (Zugriff am: 1. Dezember 2023).

[4] R. Witzmann und P. Esslinger, "Experimental study on voltage dependent reactive power control Q(V) by solar inverters in low-voltage networks" in 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, Sweden, 2013, S. 644, doi: 10.1049/cp.2013.0852.

[5] N. Hemdan, D. Unger und M. Kurrat, "Reactive power concepts in the future distribution networks" in 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, Sweden, 2013, S. 1293, doi: 10.1049/cp.2013.1165.

4.2.4. Randnetzmodellierung für dynamische Frequenzuntersuchungen im Verteilnetz

Anna PFENDLER[1], Lukas JUNG, Jutta HANSON

Motivation

Im elektrischen Energiesystem ist die Frequenz ein zentraler Parameter für das Gleichgewicht aus Wirkleistungserzeugung und -verbrauch. Die Frequenzstabilität ist damit ein wesentlicher Aspekt zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs. Im eingeschwungenen Zustand ist die Frequenz des kontinentaleuropäischen Verbundsystems näherungsweise im gesamten Netzgebiet identisch und wird in einem engen Toleranzband gehalten. Das Wirkleistungsgleichgewicht kann durch Ereignisse im System gestört werden, z.B. durch den Ausfall von Erzeugungsanlagen. Transiente Vorgänge beeinflussen nach der Störung die Frequenz, und Regelmechanismen, die einer Frequenzabweichung entgegenwirken, werden aktiv. [1]

Mit dem zunehmenden Anteil von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern, etc. und den verbundenen leistungselektronischen Komponenten auf der Verteilnetzebene und dem gleichzeitigen Abschalten konventioneller Kraftwerke basierend auf Synchrongeneratoren im Übertragungsnetz wird die Frequenzregelung anspruchsvoller: Das inhärente Trägheitsverhalten von rotierenden Maschinen, welches durch Ein- oder Ausspeichern kinetischer Energie einer Frequenzänderung entgegenwirkt, nimmt ab. Zahlreiche umrichterbasierte Anlagen müssen mit ihrer Regelung zur Systemstabilität beitragen und Systemdienstleistungen erbringen, die zuvor durch wenige konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wurden. Um diese Regelungen und den Beitrag umrichterbasierter Anlagen zur Frequenzstabilität zu untersuchen, müssen dynamische Frequenzuntersuchungen im Verteilnetz durchgeführt werden. Zur Durchführung dieser Untersuchungen muss in Netz-simulationen das überlagerte Netz mit seinen Frequenzcharakteristiken modelliert werden.

Literaturüberblick

In der Literatur finden sich zur Untersuchung der Frequenzstabilität verschiedene Ansätze für die Nachbildung des überlagerten Netzes:

14) Aggregierte Modellierung der Verteilnetze: Die umrichterbasierten Anlagen werden zu einer Anlage zusammengefasst und auf Übertragungsnetzebene angeschlossen. Dadurch ist eine Modellierung des überlagerten Netzes nicht notwendig.
15) Simulation eines Phasensprungs: Statt der Frequenz wird die Reaktion von umrichterbasierten Anlagen auf einen Phasensprung der Netzspannung untersucht. Hierzu kann das externe Netz als Spannungsquelle abgebildet werden.
16) Spannungsquelle mit Frequenzrampe: Mithilfe einer regelbaren Spannungsquelle wird eine generische Frequenzänderung als Rampe mit konstanter Steigung simuliert.
17) Synchrongenerator: Das externe Netz wird als Synchrongenerator mit Last nachgebildet, sodass das dynamische Frequenzverhalten, insbesondere die Trägheit, nachgebildet werden können. Der Ausfall eines Generators oder das Zuschalten einer Last rufen in diesem Fall eine Frequenzänderung hervor.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dynamischen Simulationen im Zeitbereich und umfasst daher die letzten beiden Ansätze.

Methodik

Der Einfluss der Modellierung des externen Netzes wird für eine einfache Testbench simuliert. Dabei wird die Modellierung als Ward-Äquivalent einem aggregierten Synchrongeneratormodell gegenübergestellt. Das Ward-Äquivalent ist als Spannungsquelle mit Innenimpedanz modelliert. Für die

[1] Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, anna.pfendler@tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Untersuchung wird eine Frequenzrampe der Spannungsquelle vorgegeben. Der aggregierte Synchrongenerator setzt vereinfachend kohärentes Verhalten aller Generatoren [2] im überlagerten Netz voraus und wird anschließend parametriert. Für beide Fälle wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, sodass Einflussgrößen auf die Frequenzverläufe identifiziert werden und die Unterschiede zwischen den beiden Randnetznachbildungen aufgezeigt werden. Zuletzt wird die Auswirkung auf die Frequenzregelung einer umrichterbasierten Erzeugungsanlage (EZA) im Verteilnetz untersucht, welche eine Frequenzmessung mittels Phase-Locked Loop (PLL) verwendet.

Ergebnisse

Der Vergleich der beiden Ansätze zur Modellierung des externen Netzes ist in Abbildung 1 gezeigt. Mithilfe einer proportionalen Frequenzregelung folgt die Wirkleistung der umrichterbasierten Erzeugungsanlage P_{EZA} antiproportional dem Frequenzverlauf f am Netzanschlusspunkt mit einer anfänglichen Verzögerung entsprechend des eingestellten Totbandes. Zudem werden in Form einer Sensitivitätsanalyse weitere Unterschiede zwischen der Nachbildung als Ward-Äquivalent, d.h. als Spannungsquelle mit Innenimpedanz, und als aggregierter Synchrongenerator aufgezeigt, etwa bei einer Änderung des R/X-Verhältnisses sowie der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt der umrichterbasierten Erzeugungsanlage.

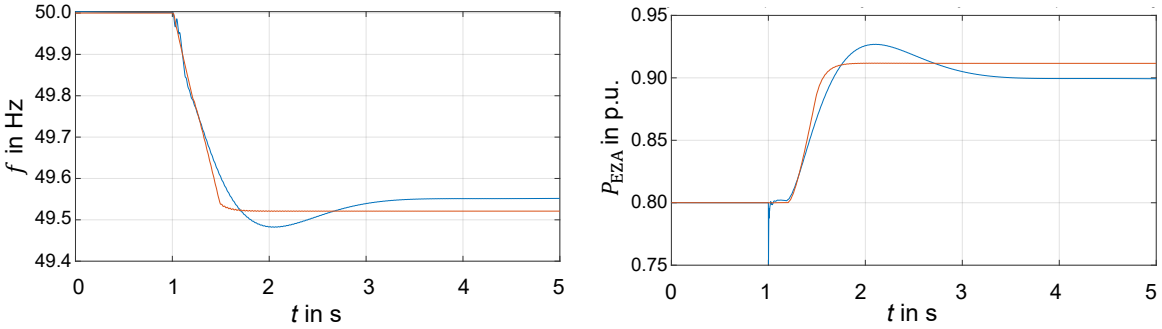


Abbildung 1: Netzfrequenz und Wirkleistungseinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlage (EZA), rot: Ward-Äquivalent, blau: Synchrongenerator

Referenzen

[1] P. Kundur, “Power System Stability and Control”. 25th reprint. McGraw Hill Education, 1994.

[2] R. Podmore, "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1344-1354, July 1978, doi: 10.1109/TPAS.1978.354620.

4.2.5. Use of urban space types for the planning of cross-sectoral energy grid infrastructures

Wiebke GERTH(*)[1], Eric SCHULZE BERGE(*)[2], Marius GÜTHS[3], Markus Wolfgang ZDRALLEK

Introduction

In order to solve the current problems of the German energy transition and achieve the greenhouse gas reduction targets by the year 2045, the transformation of the electricity, gas and heating sectors is an important starting point. To this end, the quarter approach is repeatedly taken up in various studies [1-3] and is taken into account in particular by political initiatives such as municipal heat planning or in the amendment of the German “Gebäudeenergiegesetz”. However, most studies only differentiate between building types such as multi-family houses or single-family houses. In addition, only the cases "holistically centralized" or "holistically decentralized" are considered for the construction of the energy supply infrastructure of the entire quarter or no specific procedure is provided on how to design a corresponding analysis for a given quarter. This article therefore presents a method that groups buildings in a quarter on the basis of urban space types (UST) and assigns a centralized or decentralized heat supply concept to these USTs based on the associated linear heat density.

Methodology

Definition of urban space types

UST is the term used in this contribution for units similar to urban morphology and is based on the UST presented in [4]. Using this approach, a quarter can be subdivided into different levels of consideration (several blocks, sections and parcels with buildings) in terms of urban development. Figure 1 shows schematically how the individual levels of consideration are defined.

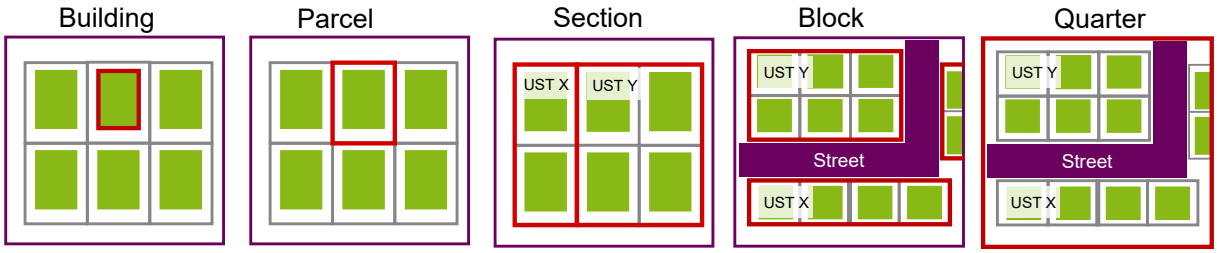


Figure 1: Schematic representation of the different levels of consideration.

Programming implementation

Various data on the buildings and parcels of land is required so that the quarters can be divided into different observation levels. Based on this, an analysis of the input data is carried out. Significant variables such as building type, number of full storeys and building floor area are taken into account. In order to be able to compare centralized and decentralized heat supply concepts, the determination of the area-related heat demand and the linear heat density is an important approach. The linear heat density is defined and calculated as the heat demand of all buildings in relation to the length of the corresponding street section.

[1] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany, +49 202 439 1194., +49 202 439 1977, gerth@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/personen/detail/gerth/
[2] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany
[3] Stadtwerke Bielefeld GmbH, Schildescher Straße 16, 33611 Bielefeld, Germany
* Labeling of young authors

Results

The method was tested on five quarters, all of which have a different building typology. Figure 2 shows the results of two different quarters. On the one hand, the allocation of the UST at block level and the determined linear heat density are shown. It can be seen that quarter 2, which was assigned to UST 8, has a higher average linear heat density. In quarter 1, it can be seen that UST 1 has a lower linear heat density compared to UST 3 and is therefore more suitable for a central heat supply concept.

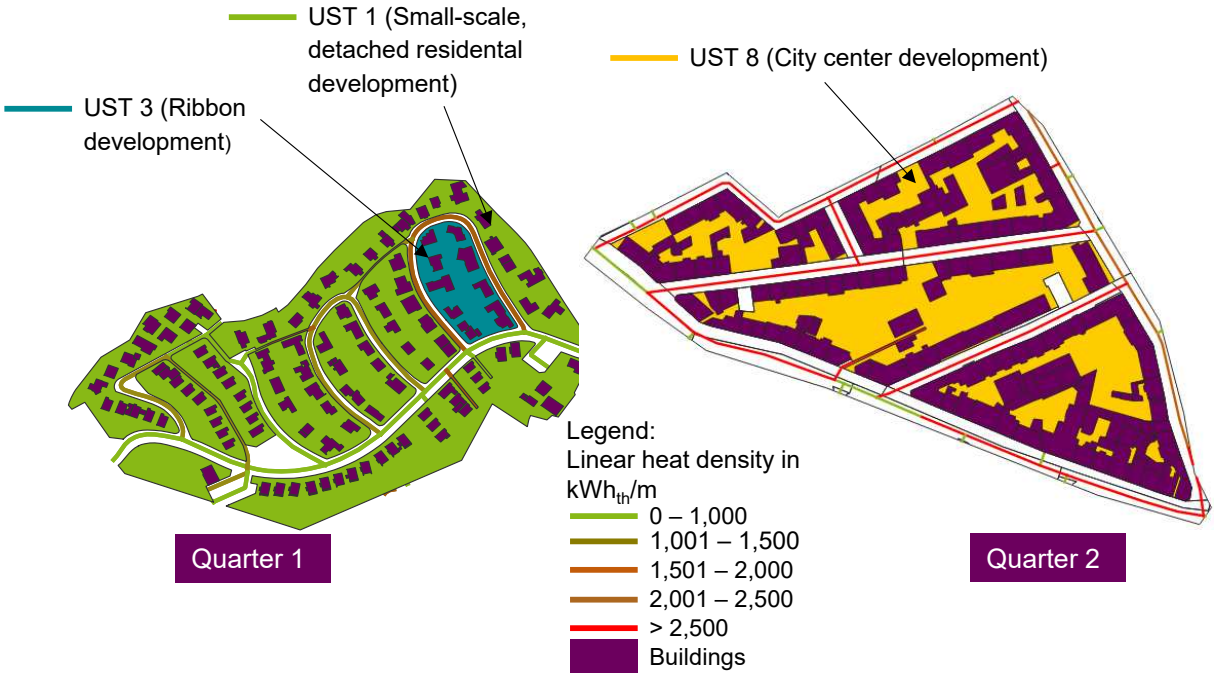


Figure 2: Representation of the block level, the linear heat density and the urban space types.

The grouping of buildings through the automated assignment of different USTs within a quarter offers the possibility to take into account the different connection and load densities as well as heat line densities per level of consideration and to compare centralized and decentralized heat supply concepts with each other. This approach allows different levels of consideration within a quarter to be evaluated separately or in conjunction with each other, either technically or economically. In addition, based on this targeted consideration of spatially connected buildings, operating resources to cover the heat supply can be determined and a cross-sectoral energy infrastructure can be planned.

Acknowledgement

The presented work in this publication is based on research activities, supported by the State of North Rhine-Westphalia. The Funds are based on the directive for granting funds from the "Programm für rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) - Programmbereich Klimaschutztechnik". The described topics are included in the research project "NeuPlan". Only the authors are responsible for the content of this paper.

References

[1] Rezaei, B. Samadzadegan, H. Rasoulian, et al., "A New Modeling Approach for Low-Carbon District Energy System Planning," Energies, vol. 14, no. 5, p. 1383, 2021.

[2] T. Riedlinger, P. Wintzek, B. B. Wierzba and M. Zdrallek, "Cross-sectoral planning of energy grids in development areas with different heating concepts," PESS 2020; IEEE Power and Energy Student Summit, Online, 2020, pp. 1-6.

[3] D. Schmidt et al. 'Development of an innovative low temperature heat supply concept for a new housing area'. In: Energy Procedia 116 (2017), pp. 39–47.

[4] J. Dettmar, C. Drebes, S. Sieber, (Hrsg.) (Fraunhofer IRB Verlag, 2020) "Energietechnische Stadtraumtypen" Strukturelle und energetische Kennwerte von Stadträumen.

4.3. AUSBAUPLANUNG VERTEILERNETZE

4.3.1. Sanierungsbedarf von Bestandsanlagen – Herausforderungen und Lösungen

Philipp BRANDL(*)[1]

Einleitung

Neben dem stetigen Netzausbau durch den Bau von Neuanlagen, liegt es im Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber die Bestandsanlagen instand zu halten oder bei Bedarf zu sanieren. Durch die hohe Anzahl an gleichwertigen Anlagen, hinsichtlich Baujahrs, Komponenten, Gebäudestruktur, etc., ist es notwendig eine Priorisierung der Maßnahmen durchzuführen. Eine gute Vorbereitung ist unerlässlich zur Bewältigung der verschiedenen Herausforderungen, welche im Zuge von Anlagensanierungen auftreten. Dazu zählen u.a. folgende Punkte:

- Auswahl der Ersatzkomponenten und Berücksichtigung neuer technischer Anforderungen
- Die statische Belastbarkeit von bestehenden Portalen, Gebäudewänden, Decken, etc.
- Die Ausbindung der Bestandsanlage für den Sanierungszeitraum mit Hilfe von Provisorien

Da jedes Sanierungsprojekt in seiner Art und Weise einzigartig ist, ist es notwendig eine umfassende Vorprojektierung durchzuführen, um die wirtschaftlichste Lösung hinsichtlich der sich stellenden Herausforderungen zu finden. Anhand von Projektbeispielen soll die Ermittlung der Lösung unter Berücksichtigung der erwähnten spezifischen Aufgaben dargestellt werden.

Phasen der Sanierung

Den ersten Schritt der Sanierung stellt die Priorisierung der Anlagen dar. Hierfür werden unterschiedliche Werte wie beispielsweise das Baujahr von Komponenten aber auch zustandsorientierte Faktoren herangezogen.

Nach erfolgter Reihung ist in der Vorprojektphase die Frage zu klären, wie sich das Konzept der Neuanlage in der Bestandsanlage am wirtschaftlichsten umsetzen lässt. Auf Basis vergangener Projekte der Salzburg Netz GmbH besteht die Wahl zwischen den folgenden Lösungsansätzen:

- Einfache Sanierung der Bestandanlage ohne größere bauliche Eingriffe
- Sanierung der Bestandsanlage mit größeren baulichen Eingriffen

[1] Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, +43/676/86876267, philipp.brandl@salzburgnetz.at

- Neubau der Gesamtanlage auf Bestandsgrundstück oder neuem Grundstück
- Zustandsorientierter Gerätetausch, insbesondere bei Freiluftanlagen

Es folgt die Detailplanungs- und Umsetzungsphase. Nach erfolgreichem Projektabschluss wird eine Projektanalyse durchgeführt, um etwaiges Verbesserungspotential in den kommenden Projekten berücksichtigen zu können.

Lösungsansätze

Ausgehend von drei Projekten, konnten unterschiedliche Lösungsansätze für die Bereiche Statik und provisorische Ausbindung definiert und erprobt werden.

Statik

Die Aufstellung neuer Anlagentypen und die Steigerung der Kurzschlussleistung führen häufig zu statischen Herausforderungen im Zuge von Sanierungen. Insbesondere durch den Wechsel der Anlagenart, meist von offenen Bauformen auf meist schwerere GIS-Anlagen, können Verstärkungen der Gebäudestruktur notwendig sein. Um hier nur einen Lösungsansatz zu nennen, können beispielsweise Doppelböden genutzt werden. Dadurch können die Bestandsdurchbrüche verwendet werden und es müssen keine kostenintensiven Umbaumaßnahmen gesetzt werden.

Die steigende Kurzschlussleistung zeigt hinsichtlich der Statik weitere Auswirkungen. Insbesondere bei geschlossenen Anlagen ist die Auswirkung von Störlichtbögen auf die Gebäudestruktur vermehrt zu berücksichtigen. Druckentlastungsklappen oder Druckentlastungskanäle können hier Abhilfe leisten. Ein weiterer Effekt tritt vermehrt bei Portalen und Gerüsten von Freiluftanlagen auf. Auch hier muss durch die erhöhten Kurzschlusskräfte häufig eine statische Nachbesserung erfolgen. Ein zustandsorientierter Gerätetausch, kann hier zumindest den Zeitpunkt einer Gesamtsanierung verzögern.

Ausbindung mit Hilfe von Provisorien

Bestandsanlagen aus dem Netz auszubinden kann je nach Lage der Anlage oft zu großen Problemen führen. Insbesondere da die Anforderung an die n-1 Sicherheit auch während der Sanierungsphase so gut wie möglich bestehen bleiben soll. Provisorische Muffen-Verbindungen oder kleine mobile Ortsnetzstationen sind hier ein möglicher Ansatz auf der Mittelspannungsebene.

Bei Hochspannungsanlagen und insbesondere bei zentralen Netzknotenpunkten, ist die Ausbindung der Anlagen nahezu unmöglich. Als Lösungsansatz kann auch hier auf ein Hochspannungs-Provisorium gesetzt werden.

Dazu kommt aber der oft nicht vorhandene Platz, um die Aufstellung eines Provisoriums zusätzlich zur notwendigen Baustelleneinrichtung, überhaupt zu ermöglichen. Daher variieren die Lösungskonzepte zwischen sehr einfachen Ausbindungen bis hin zum Neubau auf einem anderen Grundstück. Eine Voruntersuchung ist hier allenfalls notwendig um den wirtschaftlichsten Weg zu wählen.

Conclusio

Es zeigt sich, dass Sanierungsprojekte oft deutlich herausfordernder sind als der Neubau von Anlagen auf der „Grünen Wiese“. Auf Basis vergangener Projekte konnten unterschiedlichste Lösungsansätze bereits erprobt und verbessert werden. Hier haben sich die Vorprojektphase und die Projektanalyse nach Projektabschluss als die wichtigsten Phasen herausgestellt. Durch gute Planung und stetige Verbesserung kann der Anlagenbestand erhalten bleiben und bei gleichzeitigem Netzausbau die Energiewende effektiv vorangetrieben werden.

4.3.2. Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Analyse dezentraler Steuerung zeitlich flexibler Lasten im Verteilnetz

Hakan SUSAR(*)[1], Veronika BARTA[2], Stephanie UHRIG[3]

Motivation

Angesichts der zunehmenden Elektrifizierung und der damit verbundenen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern ist es von großer Bedeutung, die Netzstabilität zu gewährleisten. Der in diesem Jahr diskutierte und neu festgelegte § 14a des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) fungiert als richtungsweisende Leitlinie für die Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE). Im Rahmen des von Verteilnetzbetreibern initiierten Forschungs- und Entwicklungsprojekts FLAIR² (Flexible Anlagen intelligent regeln) wurde ein dezentral arbeitender Algorithmus entwickelt, der anhand historischer Messdaten Spannungsspitzen und –senken erkennt und die netzorientierte Steuerung von Verbrauchern ermöglicht. Ein Feldversuch mit 72 FLAIR-Steuermodulen, der die Funktionsweise und Effektivität des Algorithmus bestätigte, lieferte wichtige Grundlagen für die anschließende Entwicklung der Simulationsumgebung [14], [15]. Da die Umgestaltung der elektrischen Verteilnetze den Endverbraucher, die Netzbetreiber, die Hersteller der SteuVE und den Gesetzgeber gleichermaßen betrifft, ist es erforderlich, die resultierenden Auswirkungen der dezentralen Steuerung z.B. bei wachsender Durchdringung von SteuVE auf das Stromnetz und den Kunden zu ermitteln. Die hier entwickelte Simulationsumgebung soll genutzt werden, um verschiedene Szenarien im Niederspannungsnetz und die Auswirkungen von Parameteränderungen des Algorithmus zu analysieren.

Methodik

Für die Entwicklung der Simulationsumgebung wird Python als Programmiersprache ausgewählt. Vorteile von Python sind die schnelle Entwicklungszeit aufgrund der einfachen Syntax, eine große Auswahl an Bibliotheken wie pandapower, pandas und numpy, vorhandene Teamexpertise und eine starke Community-Unterstützung. Diese Faktoren sind ausschlaggebend für die Entscheidung zugunsten von Python gegenüber anderen Sprachen wie C++ oder Java.

Ein zentraler Bestandteil der Simulationsumgebung ist pandapower [16], eine umfangreiche Bibliothek speziell für Energiesystemsimulationen. Pandapower ermöglicht es, ein Stromnetz als übergeordnete Struktur zu erstellen, welche alle Einzelkomponenten wie Busse, Lasten und Controller umfasst. Ein Bus stellt in pandapower einen physischen Knoten im Netzwerk dar, an dem elektrische Elemente angeschlossen sind. Die Lasten repräsentieren die Verbraucher im Netz, während die Controller als algorithmische Elemente fungieren, die andere Netzelemente dynamisch steuern können.

Der FLAIR-Algorithmus wurde umgesetzt, indem das FLAIR-Steuermodul als eine eigene Controller-Klasse repräsentiert wird, die von der Basis-Controller-Klasse in pandapower abgeleitet ist. Diese Klasse nutzt eine FlairAlgorithm-Klasse und eine AlgorithmParameter-Klasse, worin der Flair-Algorithmus implementiert ist. Diese modulare Herangehensweise bietet mehrere Vorteile: Sie verbessert die Flexibilität, vereinfacht die Wartung und fördert die Skalierbarkeit des Projekts.

Zur Simulation werden eigens erstellte, sowie Open Source Last- und Einspeiseprofile verwendet, die eine sorgfältige Verwaltung und Organisation dieser Datenquellen erfordern. Im Rahmen dieser Organisation wurde ein spezielles Modul, der DataProcessor, entwickelt. Der DataProcessor beinhaltet Methoden zur Vorverarbeitung, zum Laden und zur Interpolation von Daten, die eine standardisierte und gleichzeitig flexible Handhabung verschiedener Datenformate gewährleisten.

[1] HM Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, hakan.susar@hm.edu
[2] HM Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, 089 / 1265 4481, veronika.barta@hm.edu, https://sites.hm.edu/ises/
[3] HM Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, 089 / 1265 3416, stephanie.uhrig@hm.edu, https://sites.hm.edu/ises/

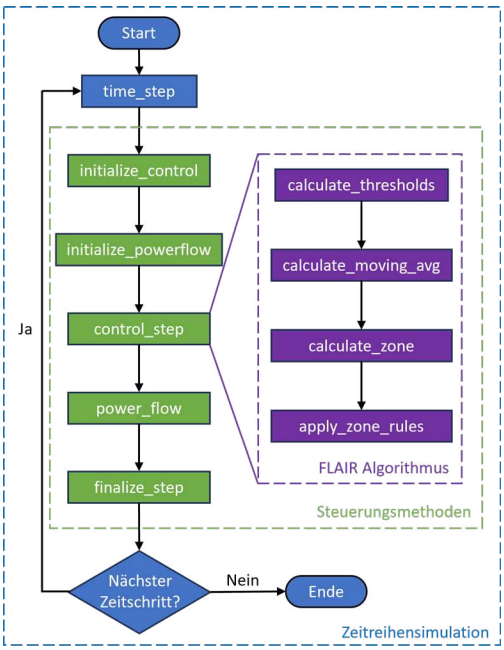


Abbildung 3: Darstellung der aufgerufenen Methoden in der Zeitreihensimulation. (basierend auf [4])

Pandapower ermöglicht es, mithilfe zugewiesener Lastprofile eine Zeitreihensimulation durchzuführen. Diese Simulation verarbeitet sequenziell die Leistungswerte und berechnet die resultierende Spannung an jedem Bus. Der Controller hat dabei die Möglichkeit, zwischen der Erfassung der Leistung und der Spannungsberechnung, die Leistung aus dem Lastprofil zu skalieren. Abbildung 1 veranschaulicht die in der Zeitreihensimulation aufgerufenen Methoden. Diese Methoden sind in der Controller-Klasse definiert und werden bei jedem Controller im Netz angewendet. Für jeden Zeitschritt liest die Methode time_step die entsprechende Leistung aus dem Lastprofil. Anschließend werden in den Methoden initialize_control und initialize_powerflow der Controller und die Lastflussberechnung initialisiert. Im control_step wird der vordefinierte FLAIR Algorithmus ausgeführt. Dabei werden zuerst in der Methode calculate_thresholds die Schwellwerte anhand der vergangenen Spannungsdaten berechnet. Nach der Ermittlung des gleitenden Mittelwerts in calculate_moving_avg, wird dieser in der Methode calculate_zone mit den berechneten Schwellwerten abgeglichen, um die zutreffende Zone und die damit verbundenen Skalierungswerte zu bestimmen. In der abschließenden Methode apply_zone_rules wird überprüft, ob die errechnete Zone mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen und den festgelegten Regeln, wie beispielsweise spezifischen Einschränkungen für bestimmte Verbraucher, übereinstimmt. Anschließend werden die ausgelesenen Leistungswerte skaliert und für die Lastflussberechnung bereitgestellt. Nachfolgend berechnet die Methode power_flow die aktuelle Spannung. Im finalize_step speichert der Controller die berechnete Spannung, um sie in nachfolgenden Zeitschritten zu nutzen.

Ausblick

Die Simulationsumgebung erfordert einen einheitlichen Ansatz zur Analyse und Visualisierung von Spannungs- und Leistungskennzahlen. Diese Standardisierung ist entscheidend, um zu untersuchen, wie verschiedene Parameter die Ergebnisse beeinflussen. Ein direkter Vergleich der Bewertungskriterien des Netzes, wie Leitungs- und Transformatorbelastung sowie das Spannungsband, zwischen Szenarien ohne Steuerung und solchen mit FLAIR-Controller-Einsatz ermöglicht die Analyse in die Auswirkungen der dezentralen Steuerung SteuVE auf das Netz. Die bisherigen Ergebnisse zeigen deutlich den Einfluss und die Effektivität des FLAIR-Controllers mit dem dezentralen Algorithmus auf das Netz.

Danksagung

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende' – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

Referenzen

[1] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten," in 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.

[2] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, „Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept," 17. Symposium Energieinnovation 2022, 2022.

[3] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al, „pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems," IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018.

[4] Fraunhofer IEE, University of Kassel, „Timeseries Module Overview — pandapower 2.13.1 documentation," 2023. [Online]. Available: https://pandapower.readthedocs.io/en/latest/timeseries/timeseries_loop.html. [Zugriff am 30 November 2023].

4.3.3. Untersuchung der Verteilnetzbelastung bei proaktivem Energy-Sharing nach österreichischem Vorbild

Julian URBANSKY(*)[1], Lennart SCHÜRMANN(*)[2]

Einleitung

Der ökonomische Nutzen für die Teilnehmenden an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EGs) wurde in mehreren Studien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Konzepte sowie verschiedener Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen nachgewiesen [1, 2]. Dabei wird häufig davon ausgegangen, dass durch den Anreiz, lokal erzeugte Energie auch lokal zu verbrauchen, die Verteilnetzbelastung sinkt und somit aus techno-ökonomischer Perspektive die Reduzierung von Netzentgelten gerechtfertigt ist. Allerdings gibt es bislang keine Erfahrungswerte oder aussagekräftige Studien, aus denen hervorgeht, inwieweit das Verteilnetz durch Energy-Sharing tatsächlich entlastet wird. Es wird in der Regel lediglich nachgewiesen, dass der proaktive Einsatz von Speichern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über längere Zeiträume (z.B. über ein Jahr) bilanziell residuallastmindernd ist [3].

Um die netzentlastende Wirkung von Energy-Sharing bewerten zu können, ist es allerdings notwendig, den Lastfluss zeitlich und räumlich aufgelöst zu betrachten. Zum einen hängt es von der konkreten Netzsituation und somit auch von dem Verhalten der Netzteilnehmenden außerhalb der EG ab, inwieweit die Netzbelastung durch den Anlagenbetrieb der EG beeinflusst wird. Zum anderen werden die tatsächlichen Netzkosten vor allem durch Netzausbaukosten und somit durch die Belastung in auslegungsrelevanten Situationen bestimmt, sodass eine zeitliche Betrachtung der Lastflüsse notwendig ist. Dabei sind neben der Transformatorbelastung auch die Belastungen einzelner Kabel von Bedeutung. Diese sind wiederum abhängig von der konkreten Verteilung der Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen sowie der Speicher im Netz, sodass auch eine räumlich aufgelöste Betrachtung erforderlich ist.

Diese Studie untersucht die Auswirkungen von proaktivem Energy-Sharing auf die Belastung von Transformatoren und Kabeln im Niederspannungsnetz mithilfe von Lastflussrechnungen. Um zu zeigen, inwieweit eine Verringerung der Netzentgelte aus technischer Sicht gerechtfertigt ist, werden die Veränderungen der Netzbelastung im Vergleich zum Betrieb ohne Anreize zum Energy-Sharing quantifiziert und bewertet. Dabei werden als flexibel steuerbare Technologien neben Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch zentrale Quartiersspeicher explizit berücksichtigt, da deren Einsatz im Vergleich zu vielen dezentralen PV-Speichern wegen der geringeren Investitionskosten sinnvoll sein kann. Um die Abhängigkeit der Netzbelastung von der räumlichen Verteilung der Anlagen beurteilen zu können, werden verschiedene Positionierungen im Netz betrachtet.

Methodik

Die Untersuchung erfolgt anhand eines elektrischen Referenznetzes (vorstädtisch) und einer gegebenen Versorgungsaufgabe von 41 typischen Haushalten sowie deren Anlagenkonfiguration und -parametrierung.

Im Fokus der Untersuchung steht ein Vergleich der Netzbelastung bei Energy-Sharing nach österreichischem Vorbild mit dem Betrieb ohne Energy-Sharing. Damit die Auswirkung von Energy-Sharing möglichst isoliert von anderen Effekten betrachtet werden kann, wird in beiden Fällen dieselbe Haushaltsstruktur bzw. Anlagenparametrierung und dasselbe Betriebsziel (Betriebskostenminimierung) berücksichtigt. Ergänzend dazu werden die Auswirkungen von Quartiersspeichern explizit betrachtet, sodass insgesamt drei Szenarien aufgestellt werden:

[1] Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, +49 208 8598-1766, julian.urbansky@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de
[2] Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, +49 208 8598-1658, lennart.schuermann@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

- Referenzenfall: kein Energy-Sharing
- Energy-Sharing: 16 Haushalte sind Teil einer EG und betreiben Energy-Sharing
- Energy-Sharing & Quartiersspeicher: alle PV-Speicher der EG werden durch einen Quartiersspeicher gleicher Kapazität und Nennleistung ersetzt

Die Untersuchung erfolgt in zwei Schritten: Zuerst wird für jedes der drei Szenarien ein lineares Optimierungsproblem erstellt und gelöst. Anschließend werden auf der Basis der Optimierungsergebnisse vereinfachte Netzlastflussrechnungen unter Variation der Positionierung der Haushalte mittels Monte-Carlo Simulation durchgeführt. Die Positionierungen der Haushalte und des Quartiersspeichers im Netz decken somit in Bezug auf die Netzbelastung verschiedene Varianten zwischen Worst- und Best-Case ab.

In der anschließenden Auswertung wird gezeigt, welche Auswirkungen Energy-Sharing auf die Belastung einzelner Betriebsmittel insbesondere in den auslegungsrelevanten Situationen hat. Dabei wird auf den Einfluss der Standorte der verschiedenen Haushalte und des Quartiersspeichers besonders eingegangen.

Ergebnisse

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass sich proaktives Energy-Sharing in den meisten Situationen und Konfigurationen netzentlastend, in besonderen Fällen aber auch netzbelastend auf das Verteilnetz auswirkt. Dabei tritt netzentlastendes Verhalten nicht in allen auslegungsrelevanten Situationen auf, zum Beispiel wird in der vorliegenden Untersuchung die Jahreshöchstlast am Transformator durch Energy-Sharing im Einspeisefall nicht verändert, im Lastfall dagegen um 4,4 kW (4,2 %) reduziert. Die maximale Belastung der einzelnen Kabel wird durch Energy-Sharing im Mittel um 3,1 kW verringert. Dabei ist die Veränderung der Jahreshöchstlast in den einzelnen Kabelsträngen stark von der Positionierung der verschiedenen Haushalte abhängig und reicht von einer Reduktion um ca. 30 kW bis hin zu einer zusätzlichen Belastung durch Energy-Sharing um ca. 10 kW.

Anhand dieser Ergebnisse lässt sich ein geringfügiger Beitrag zur Entlastung der Verteilnetze in Österreich durch Energy-Sharing ableiten. Allerdings kann daraus nicht unmittelbar auf eine Netzkostenreduktion geschlossen werden, da die tatsächliche Veränderung der Netzbelastung in den auslegungsrelevanten Situationen stark variiert und im Mittel gegenüber anderen Einflussfaktoren gering ist. Es ist dennoch denkbar, dass in bestimmten Netzkonfigurationen durch Energy-Sharing eine größere Anzahl von Verbrauchern oder Erzeugungsanlagen installiert werden kann, bevor Grenzwertverletzungen auftreten, sodass vereinzelt Verzögerungen des Netzausbaus möglich sind.

Referenzen

[1] S. Viti, A. Lanzini, F. D. Minuto, M. Caldera, and R. Borchiellini, “Techno-economic comparison of buildings acting as Single-Self Consumers or as energy community through multiple economic scenarios,” Sustainable Cities and Society, vol. 61, p. 102342, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102342.

[2] Cosic, M. Stadler, M. Mansoor, and M. Zellinger, “Mixed-integer linear programming based optimization strategies for renewable energy communities,” Energy, vol. 237, p. 121559, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121559.

[3] Fina, M. Schwebler, and C. Monsberger, “Different Technologies’ Impacts on the Economic Viability, Energy Flows and Emissions of Energy Communities,” Sustainability, vol. 14, no. 9, p. 4993, 2022, doi: 10.3390/su14094993.

4.3.4. Modelltiefe in Verteilnetzen: Analyse und Bewertung von Detailgraden in Netzstudien

Haonan WANG[1], Pawel LYTAEV[2], Andrea SCHOEN, Jan WIEMER, Denis MENDE, David GEIGER, Johannes BRANTL[3], Johannes SCHMIESING[4]

Einführung

Aufgrund der tiefgreifenden Änderungen und der hohen Geschwindigkeit des Energiesystemumbaus mit enormen Leistungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, sowie des zunehmenden elektrischen Verbrauchs durch die Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren, ergeben sich insbesondere in Verteilnetzen massive Analysebedarfe. Diese reichen von Studien und Analysen hinsichtlich der grundsätzlichen Aufnahmekapazität existierender Infrastrukturen, Digitalisierungs-, Ausbau- und Flexibilisierungsbedarfen, über die Notwendigkeit der aktiven Netzbetriebsführung bis in die untersten Spannungsebene bis hin zu Analysen auftretender Netzverluste. Grundlegende Analysen, z. B. der Netzausbau- und Investitionsbedarfe in Verteilnetzen, wurden bereits in der Vergangenheit modellbasiert in zahlreichen Verteilnetzstudien untersucht.

Infolge des einhergehenden Modellierungs- und Rechenaufwands ist je nach Untersuchungsgegenstand eine passende Festlegung der Detailtiefe nötig. Eine Vielzahl von durchgeführten Studien im Themenfeld der Ermittlung von Ausbaubedarfen unterscheiden sich deutlich hinsichtlich der methodischen Herangehensweise und der Komplexität der Analysen. Das Spektrum reicht von einer vereinfachten Ableitung auf Basis weniger Modellnetze mit Hochskalierung auf den gesamten Betrachtungsraum bis zu einer detaillierten Modellierung anhand einer großen Anzahl realer Netze und einer kleinräumigen Modellierung von Erzeugern und Verbrauchern (vgl. [1]).

Mit steigenden Analysebedarfen und zunehmenden Abhängigkeiten steigen sowohl die Notwendigkeit als auch die Möglichkeiten der Detaillierung in räumlicher als auch zeitlicher Dimension. Dazu wird durch Anwendung des zweischrittigen „MotiV-Prozesses“ der Vergleich verschiedener Aspekte in der Worst-Case-Netzplanung und Zeitreihensimulation betrachtet. Es wird zur wesentlichen Aufgabe, neben der Studiendurchführung selbst, eine belastbare Einschätzung und Wahl der erforderlichen und geeigneten Modelltiefe für belastbare Aussagen zum vorliegenden Gegenstand der Netzanalyse zu wählen.

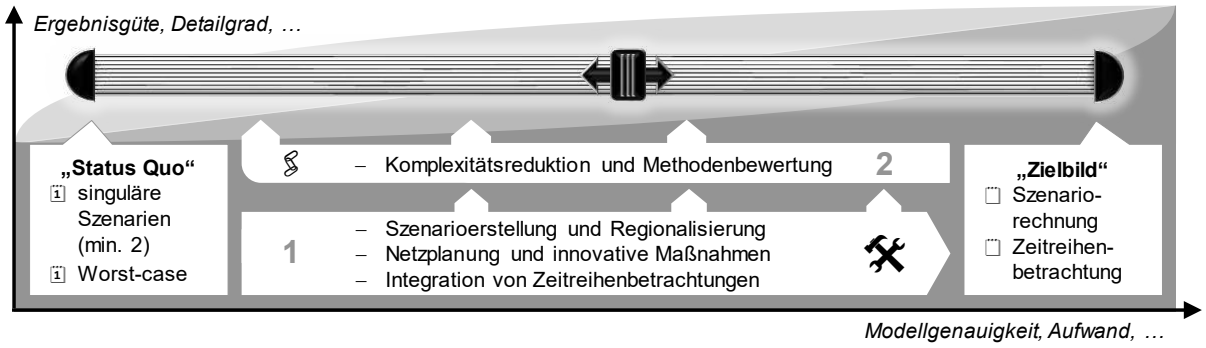


Abbildung 1: Übersicht des zweischrittigen „MotiV-Prozesses“ unter Einbeziehung verschiedener Aspekte wie z.B. Szenarien, Netzmodelle, Anlagenmodellierung und kritischer Netznutzungsfälle.

[1] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, haonan.wang@iee.fraunhofer.de , www.iee.fraunhofer.de/netze
[2] Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Kassel, https://www.uni-kassel.de/eecs/e2n
[3] Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg
[4] Avacon Netz GmbH, Salzgitter

Ziel und Vorgehensweise

Im Rahmen der hier vorgestellten Arbeiten erfolgt in einer zweischrittigen Vorgehensweise die Weiterentwicklung und Standardisierung notwendiger Erarbeitungsschritte typischer Netzanalysen (s. Abbildung 1). Anschließend wird über die Analyse verschiedener Ansätze zur Komplexitätsreduktion eine für die gestellte Aufgabe passende Modelltiefe abgeleitet (vgl. [1]).

Themenschwerpunkte

Die Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Arbeiten beliefen sich insbesondere auf die im Folgenden zusammengefassten Themenschwerpunkte:

Szenarien und Regionalisierung

Das Ziel vieler Verteilnetzstudien besteht darin, die zukünftige Entwicklung der Verbraucher und Einspeiser innerhalb von Szenarien zu untersuchen. Hierfür sind die präzise Modellierung und Regionalisierung dieser Zukunftsszenarien entscheidend. Um eine möglichst genaue Zuordnung von Leistungswerten zu Netzknoten zu ermöglichen, müssen zukünftige Erzeuger und Verbraucher aus den Szenarien standortspezifisch abgebildet werden. Damit die Unsicherheit bezüglich der Verteilung zukünftiger Anlagen reduziert werden kann und sog. „no-regret-Maßnahmen“ identifiziert werden, sollten mehrere räumliche Verteilungen probabilistisch simuliert werden.

Modellierung elektrischer Netze

Die Grundvoraussetzung für Netzstudien ist die Verfügbarkeit der zu untersuchenden Netzmodelle in einer hinreichend hohen Datenqualität. Dabei kann der Detailgrad der Netzmodellierung (z. B. synthetische, reale oder spannungsebenen-übergreifende Modelle) die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen entscheidend beeinflussen. Ein wesentlicher Beitrag der vorliegenden Arbeit ist ein standardisiertes Vorgehen zur Erfassung und Haltung der Netzdaten sowie die Aufbereitung der Netzmodelle, welcher zur Effizienz von Netzstudien maßgeblich beiträgt.

Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen

Darüber hinaus ist die passende Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, aber auch weiterer elektrischer Komponenten, auf den verschiedenen Spannungsebenen wichtig für die Aussagekraft der jeweiligen Netzstudie. Unterschiedliche Anlagentypen (Photovoltaik, Windkraft, Elektromobilität, Wärmepumpen, Freileitungen etc.) ziehen individuelle Modellierungsansätze nach sich, um Auswirkungen auf die gesamte Netzinfrastruktur adäquat abzubilden und zu analysieren. Weiter ist bei der Modellierung sicherzustellen, dass diese auf den Typ der Netzstudie abgestimmt ist. In vorliegender Arbeit werden diverse Anlagentypen sowie deren Einbettung in Netzstudien analysiert. Dabei werden unterschiedliche Detailstufen der Anlagenmodellierung berücksichtigt.

Auswahl von Netznutzungsfällen

Die Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen ist die Basis von Netzplanungsstudien. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Methoden zur Auswahl kritischer Netznutzungsfälle vorgestellt und anschließend anhand von verschiedenen Aspekten ausgewertet. Ziel ist es das Optimum zwischen Datenbedarf, Rechenaufwand und Ergebnisgüte während eines Netzplanungsprozesses abzuwägen. Die Methoden müssen den Herausforderungen des wandelnden Energiesystems gerecht werden, gut nachvollziehbar gestaltet sein und dabei die effiziente, robuste und zukunftssichere Bestimmung dieser Fälle sicherstellen.

Förderhinweis

Die dargestellten Arbeiten wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Projekts „Modelltiefe in Verteilnetzen (MotiV)“ (FKZ: 03EI1023) gefördert.

Referenzen

[1] Mende, D. et al., „Modelltiefe in Verteilnetzen: Szenariobasierte Evaluation des Analyseumfangs und Komplexitätsreduktion für Netzstudien”, Tagung Zukünftige Stromnetze, Online, 2022. ISBN 978-3-948176-16-7.

4.3.5. Kodierung der Ausbauplanung von elektrischen Niederspannungsnetzen

Carsten GRAEVE[1], Hendrik VENNEGEERTS[2]

Motivation

Aufgrund von langen Betriebsmittellebenszyklen stellen Unsicherheiten bei Zukunftsprognosen Betreiber von elektrischen Versorgungsnetzen vor Herausforderungen bei der Ausbauplanung. Die historisch lastgeprägten Ausbauplanungen nach regelbasierten Konzepten sind in diesem Kontext bei hoher lokaler Dynamik der Netznutzung ebenso wenig geeignet, wie die Orientierung an wenigen Zielnetzen. Um einem bedarfsorientierten und ressourcenschonenden Ausbau gerecht zu werden, existieren rechnergestützte Optimierungsmodelle. Diese Verfahren existieren für den Einsatz auf Netzebenen oberhalb der Niederspannung und nutzen einen zweistufigen Optimierungsprozess [17], [18]. Angesichts der besonderen lokalen Unsicherheit der zukünftigen Netznutzung in Niederspannungs-netzen (NSN) stellt sich die Frage nach einer Adaptionsmöglichkeit. Letztendlich ist ein solches Optimierungsmodell erforderlich, um die Frage zu beantworten, in welchem Umfang eine voraus-schauende, robuste Auslegung und Gestaltung der NSN wirtschaftlich ist.

Stand der Technik & Analyse der Optimierungsaufgabe

Die Optimierungsaufgabe der langfristigen Ausbauplanung unter Unsicherheit muss die Fragestellungen beantworten, welche konkrete Ausbau- oder gegebenenfalls Flexibilitätsoption aus einer Menge möglicher Freiheitsgrade auszuwählen ist. Zusätzlich ist zu spezifizieren, zu welchem Zeitpunkt die Option im Netzgebiet umzusetzen ist. Zusammenfassend ist die Optimierungsaufgabe als diskret, ganzzahlig und kombinatorisch zu klassifizieren.

Die Unsicherheiten im Betrachtungszeitraum sind wie üblich mit der Szenarienbaumtechnik [19] zu erfassen und spannen den Suchraum der Optimierungsaufgabe auf. Zielkonflikte bestehen in der Netzausbauplanung, insbesondere zwischen kurzfristigem Reagieren auf veränderte Netznutzung und ggf. daraus resultierenden vorübergehende Nutzung kundenseitiger Flexibilitäten einerseits und gegenüber einem robusten Netzausbau andererseits. Gleichzeitig birgt robuster Netzausbau die Gefahr von „stranded investments“. Die Zielfunktion der Optimierungsaufgabe muss zur Erfassung dieser Zielkonflikte den Gesamtbarwert der gewählten Ausbauoptionen im Ausbaubaum sowie deren Auftrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigen. Technische Randbedingungen, insbesondere maximal erlaubte Betriebsmittelauslastungen und das zulässige Spannungsband nach DIN EN50160 [20], gehen als Randbedingungen in die Optimierungsaufgabe ein.

Vergleichbare Arbeiten auf der Übertragungsnetzebene nutzen einen zweistufigen Optimierungs-prozess. Der einzelne Optimierungsprozess adressiert eine Frage der Optimierungsaufgabe [17], [18], nämlich die getrennte Planung von Referenznetzen für jeden Knoten des Szenarienbaums, die über eine übergreifende Optimierung des Ausbauplans koordiniert wird. Dies führt entweder zu komplexen, nur schwer beherrschbaren Optimierungsproblemen oder bedingt eine begrenzte Vorauswahl möglicher Ausbaumaßnahmen, was bei einem großen Szenarienbaum nicht zielführend ist.

Im Folgenden wird die Optimierungsaufgabe auf das NSN als Betrachtungsbereich übertragen. Die Betrachtung des NSN bedingt einen reduzierten Suchraum der Optimierungsaufgabe, so dass bei geeigneter Formulierung der Optimierungsaufgabe ein einstufiger Prozess ausreichend sein kann.

Verfahren

Aufgrund der geringeren Größe der netztopologischen Komplexität von NSN sollte die einstufige Gesamtoptimierung realisierbar sein. Das erfordert aber eine Beschreibung der Optimierungsaufgabe,

[1] Universität Duisburg-Essen, Forsthausweg 24, +49 (0) 203 379 2589, +49 (0) 203 379 2749, Carsten.Graeve@uni-due.de, https://www.uni-due.de/ees/
[2] Universität Duisburg-Essen, Forsthausweg 24, +49 (0) 203 379 1032, +49 (0) 203 379 2749, Hendrik.Vennegeerts@uni-due.de, https://www.uni-due.de/ees/

welche die zeitliche Kopplung ausgewählter Netzausbaumaßnahmen durch den Szenarienbaum direkt erfasst, so dass auf eine getrennte Koordination in einem 2. Schritt verzichtet werden kann.

Ausgehend vom Verfahren des Genetischen Algorithmus (GA) [21], welcher für eine schnelle Lösungsfindung kombinatorischer Probleme gut geeignet ist, wird die Optimierungsaufgabe in einer Sequenzstruktur kodiert. Der GA arbeitet mit Operatoren, welche sich aus der natürlichen Mikroevolution ableiten. Über Generationen werden vorteilhafte Eigenschaften vererbt und unvorteilhafte variiert. Jede Eigenschaft wird in einem Gen kodiert und in einer Gensequenz (GS) verknüpft.

Üblich ist eine Kodierung aller Eigenschaften der Optimierungsaufgabe in einem einzelnen GS. Durch die zeitliche Kopplung ist eine vollständige Abbildung der Netzstrukturen in den GS zur Beschreibung der Optimierungsaufgabe nicht effektiv umzusetzen. In der GS werden daher nur die gewählten Ausbaumaßnahmen kodiert, welche zur Prüfung der Nebenbedingungen in eine Netzstruktur überführt werden. Die Netzstruktur lässt sich aus der GS in Kombination mit dem zu Beginn des Betrachtungszeitraumes vorhandenen Ist-Netz ableiten.

Um eine Ausbauoption des NSN-Ausbauproblems zu beschreiben, ist die zeitliche Zuordnung durch einen Knoten des Ausbaubaums, sowie Position im Netz und die Maßnahme selbst zu spezifizieren. Die Abbildung all dieser Informationen in einer einzelnen GS schränkt jedoch Optimierungsprozesse in ihrer Flexibilität ein. Daher werden dem GS multiple Sequenzen hinzugefügt, um die Optimierungsvariablen zu differenzieren. Die einzelnen Genstrangsequenzen bilden somit die Ausbaumaßnahmen ab. Aufgrund der getrennten Codierung der zeitlichen Einordnung, sowie der Positionen in der GS, können Optimierungsoperatoren und Reparaturfunktionen die Integrität der Gesamtlösung sichern und befördern.

1	2	2	11	11	12	21	22	22	Zeitliche Zuordnung
1	4	6	2	9	3	8	7	5	Position im Netz
l	t	t	l	t	L	L	l	l	Ausbaumaßnahmentyp
1	4	6	2	2	3	1	4	5	Ausbaumaßnahme konkret

Abbildung 2: Beispielhafte multiple GS zur Optimierungsausgabencodierung als Abfolge von neun Genen

Zusammenfassung

Die vorgestellte Kodierung für die Optimierungsaufgabe einer Ausbauplanung von elektrischen Niederspannungsnetzen unter Unsicherheit kann alle Fragestellungen zur Optimierung für ein einstufiges Optimierungsverfahren abbilden und beinhaltet durch die Informationsintegrität alle notwendigen Informationen, um Ausbaumaßnahmen eindeutig zu beschreiben. Gleichzeitig kann die Integrität aber auch für Operatoren der Optimierungsverfahren aufgelöst werden, um den gesamten Suchraum abzudecken. Die flexible Anwendung der Operatoren wird am Beispiel des GA in der Langfassung detailliert dargestellt. Eine exemplarische Umsetzung auf realistische NSN ist angestrebt.

Referenzen

[1] J. Ziegeldorf-Wächter, A. Moormann, S. Krahl und A. Moser, „Multi-temporal robust expansion planning of distribution grids considering uncertainties and curtailment of RES,“ *CIRED - Open Access Proceedings Journal,* pp. 2435-2439, Octobre 2017.

[2] T. Paulun, Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit, Aachen: Klinkenberg, 2007.

[3] H. Heitsch, „Szenariobaumapproximation für stochastische Optimierungsprobleme in der Energiewirtschaft,“ *VDI-Berichte,* pp. 45-60, 2009.

[4] DIN EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,* 2020

[5] W. Kinnebrock, Optimierung mit genetischen und selektiven Algorithmen, München Wien: R. Oldenbourg Verlag, 1994.

4.3.6. Darstellungsvarianten von 15-min Zeitreihen zur effizienten Analyse des Strom-Verteilernetzes

Christoph GROISS[1]

Einleitung und Methode

In der Energietechnik liegen für zahlreiche Datenpunkte 15-min-Zeitreihen über längere Zeiträume vor. Dieser Beitrag thematisiert die Fragestellung, wie diese Messwerte dargestellt werden können, um jene Effekte und Auffälligkeiten erkennen zu können, welche für Stromnetzbetreiber relevant sind.

Mögliche Datenquellen für 15-min-Zeitreihen werden in [1] beschrieben. In diesem Beitrag liegt der Fokus auf den Messwerten, welche im Leitsystem aufgezeichnet werden. In Umspannwerken liegen hierüber Zeitreihen für Wirk- und Blindleistung sowie Spannungswerte an den Abgängen vor. Die Messwertaufzeichnung reicht typischerweise 7 Jahre zurück. Die Zeitreihen können aus dem Leitsystem abgefragt und exportiert werden. Als Export-Ergebnis liegen diese in einem csv-Format vor. Die Weiterverarbeitung und automatisierte Batch-Diagramm-Erstellung erfolgt in Matlab.

Jahresprofil-Darstellung

Abbildung 1 zeigt das Jahresprofil der Wirkleistung eines Umspannwerk-Abgangs (30-kV-Netz). Die rote Linie stellt die 365 Tages-Mittelwerte dar. Die graue Hüllkurve wird durch das jeweilige 15-min Tages-Minimum bzw. Tages-Maximum gebildet. Die Kurve ist im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt. Positive Werte bedeuten somit einen Bezug aus dem Umspannwerk, negative Werte zeigen Rückspeisesituationen.

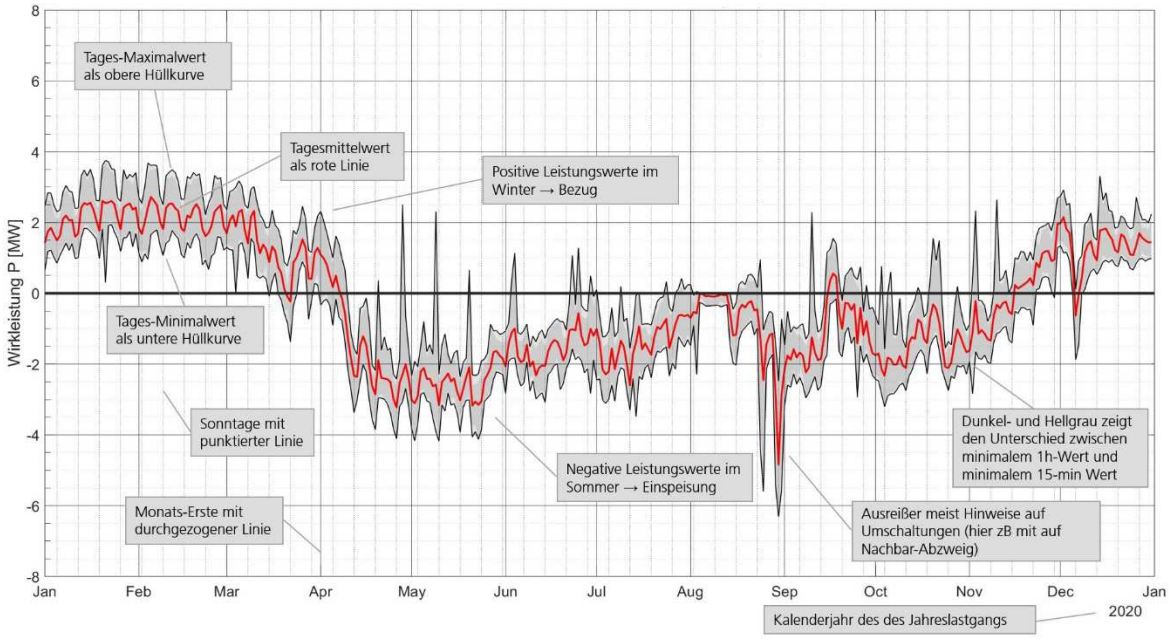


Abbildung 1: Jahresprofil eines Umspannwerks-Abgangs (30-kV-Netz)

Ein Zweck dieser Darstellung ist die Bestimmung der Leistungswerte für die „Winter-Hochlast“ und die „Sommer-Einspeisung“. Diese beiden Punkte können in weiterer Folge in der Netzberechnung als Referenz-Lastflusssituation hinterlegt werden.

Eine automatische Bestimmung von Minima und Maxima (aus der der Zeitreihe heraus) würde hier evtl. zu falschen Schlüssen führen. Denn der Minimalwert der Wirkleistung (=größte Rückspeisung) liegt bei - 6,2 MW. In der grafischen Interpretation ist ersichtlich, dass diese Spitze, welche Ende August

[1] Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Österreich, +43/676/8682-2699, christoph.groiss@salzburgnetz.at, www.salzburgnetz.at

aufgetreten ist, nicht dem typischen Profilverlauf entspricht. In den Profilen eines Nachbar-Abgangs (hier nicht dargestellt) ist ersichtlich, dass sich dieser zum betrachteten Zeitpunkt genau gegenteilig verhält. Dies lässt den Rückschluss auf einen Umschaltvorgang zu, welcher nicht dem typischen Netzzustand entspricht. Die grafische Analyse zeigt, dass dieser Umspannwerksabgang in etwa einen Wintermaximalbezug von 3,7 MW und eine Sommerrückspeisung von 4,0 MW aufweist, welche für die Referenzlastflüsse relevant sind.

Heatmap-Darstellung

Das Heatmap-Diagramm (Abbildung 2) stellt alle 35040 Viertelstunden-Werte ein einem Diagramm dar. Die X-Achse zeigt die 365 Tage des Jahres. Die Y-Achse die Tageszeit von 0 bis 24 Uhr. Jeder Punkt im Diagramm stellt anhand der Farbe den (Leistungs-)Wert in dieser Viertelstunde dar. Im Diagramm kann der konkrete Leistungswert verhältnismäßig schlecht abgelesen werden. Dafür eignet es sich verhältnismäßig gut, um Strukturen im Profil zu erkennen.

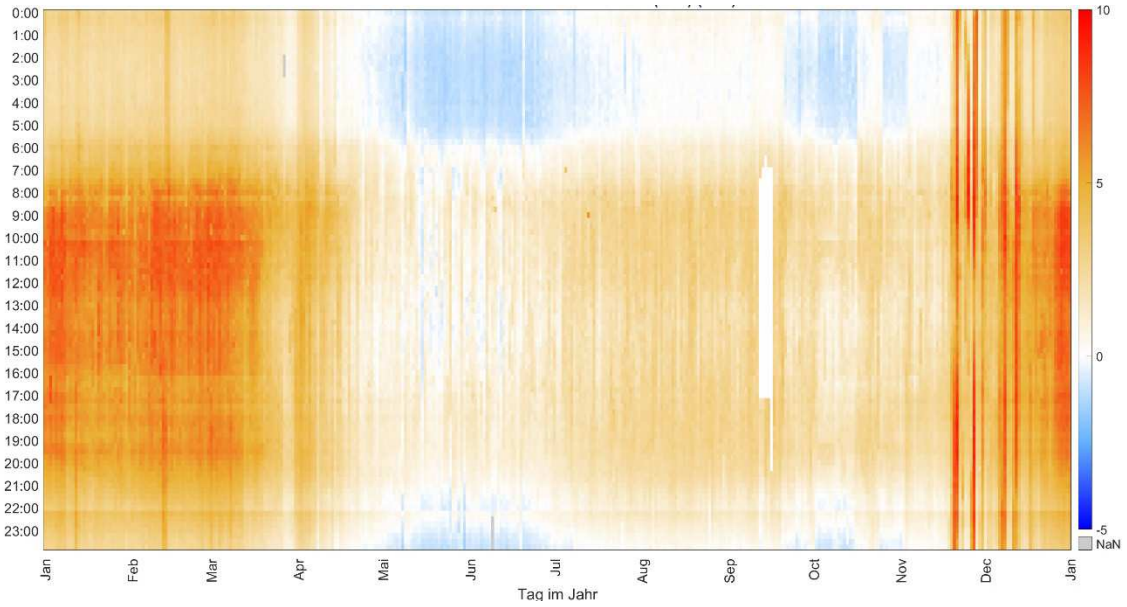


Abbildung 2: Heatmap eines Umspannwerks-Abgangs (30-kV-Netz)

Anhand der horizontalen Linie um 22:00 ist der Lastanstieg durch das TRA-Signal zu erkennen. Die roten Bereiche zeigen die Hochlastzeiten. Dies ist einerseits die Wintersaison, an denen unter Tag ein hoher Bezug auftritt. Andererseits ist ca. Mitte November die Beschneiungsphase zu erkennen, an dem auch in den Nachtstunden ein ‚roter-Wert' (hoher Bezug) auftritt. In den Sommermonaten ist erkennbar, dass speziell in den Nachtstunden (bei Niedriglast) eine Rückspeisung stattfindet; unter Tag hingegen ist hier die Rückspeisung geringer bzw. es ergibt sich ein Netto-Bezug. Aus diesem Verhalten kann auf eine Wasserkrafteinspeisung geschlossen werden. Bei PV-Einspeisung würden die ‚blauen-Bereiche' unter Tag auftreten. Sonderschaltzustände sind hier ebenfalls gut zu erkennen. Mitte September haben hier Arbeiten stattgefunden. In den Nachtstunden ist eine Leitungsauslastung sichtbar. Von etwa 7:00 bis 17:00 ist der Abzweig freigeschalten worden (‚weißer-Bereich').

Schlussfolgerung und Ausblick

Die gezeigten Darstellungsvarianten der 15-min-Messwerte haben sich in der Praxis als nützlich herausgestellt. Die Jahresprofildarstellung erlaubt eine verhältnismäßig rasche grafische Bestimmung von Minimal- und Maximalwerten, bei der Sondersituationen ausgeklammert werden können. Die Heatmap Darstellung dient weniger zum Ablesen konkreter (Leistungs-)Werte, sondern viel mehr, um Auffälligkeiten im Profil zu erkennen. In der Langfassung dieses Beitrags werden weiters die Darstellungsvarianten des „Standardlastprofils" und des „P,Q,U Scatter-Plots" thematisiert.

Referenzen

[1] Groiß, et al., 2017, "Loss estimation of medium-voltage lines based on real and synthetic load profiles", CIRED 2017, Glasgow, Paper #0209

4.4. SCHUTZASPEKTE AUF VERTEILNETZEBENE

4.4.1. Herausforderungen im Lebenszyklus eines digitalen Schutzgeräts als Folge von Digitalisierung und NIS

Oliver SKRBINJEK[1], Horst PAAR[2]

Einleitung

Die Sekundärtechnik wird bereits seit Jahrzehnten in der Schutz-, Leit- und Fernwirktechnik von zunehmender Digitalisierung getrieben und steht auch heute ständig vor neuen Anforderungen und den damit verbundenen Herausforderungen. Waren Sekundärsysteme in der Vergangenheit nur in ihrem funktionalen Prozess digital, so sind sie heute zunehmend kommunikationstechnisch Vernetz. So erfüllen sie heute neben der ursprünglichen Funktion, nämlich z.B. dem Schutz eines Transformators, viele zusätzliche Aufgaben, die durch den technologischen Fortschritt der digitalen Use-Cases und der Kommunikationstechnik erst möglich wurden.

Herausforderung

Durch den zunehmenden Bedarf von neuen Schutz-, Überwachungs-, Steuerungs- und Automatisierungsfunktionen im Betrieb elektrischer Verteilernetze, aber auch durch gesetzliche Vorgaben (z.B. NIS-G) im Bereich des Betriebs von kritischer Infrastruktur, ist der Netzbetreiber nicht nur Anwender sekundärtechnischer Komponenten während deren operativen Betrieb, sondern der Prozess des Lebenszyklus beginnt auch für ihn bereits bei der Bedarfsdefinition, gemeinsam mit Geräteherstellern, in der Entwicklungsphase. Nachdem die Anforderungen im Einsatz bei jedem Netzbetreiber, entsprechend dessen Betriebsphilosophie und dem dahinter liegenden Systemdesign, etwas anders sind muss hier von Herstellerseite ein breites Spektrum bedient werden können.

Dieses Zusammenwirken zwischen dem Systemhersteller und dem -betreiber muss sich in weiterer Folge, neben der gesamten operativen Betriebsdauer, auch in den Phasen der Pre-Qualifikation und Akzeptanz-Tests weitergeführt werden.

Abb 1: Beispiel für einen Lebenszyklus der Sekundärtechnik IEC63060→Schutztechnik

Abb. 2: Mapping:

Die längste und auch aufwendigste Phase ist im operativen Betrieb der Systeme zu finden. In dieser Phase liegt eine wesentliche Herausforderung in der Anforderung, den Betrieb der Systeme am anerkannten Stand der Technik, aus Sicht der Informationssicherheit, aufrecht zu erhalten und die dafür erforderlichen neuen Prozesse, die nicht im bisherigen Fokus liegen, zu etablierenden. Ebenso fehlen den einzelnen elektrotechnischen Fachbereichen oftmals die erforderlichen Kompetenzen der Informationssicherheit. Daher dürfen zukünftige Wartungsprozesse nicht mehr mit fachlich isolierter Kompetenz, sondern in einem Multi-Domain-Ansatz, der alle involvierten Kompetenzträger (erforderliche Disziplinen der Sekundärtechnik, Netzwerkstechnik, Informationssicherheit) mit einbindet, umgesetzt werden. Diese Prozesse sind neu zu definieren und aufzubauen.

[1] Energienetze Steiermark GmbH, +43 664 6163805, oliver.skrbinjek@e-netze.at
[2] Energienetze Steiermark GmbH, +43 664 6167256, horst.paar@e-netze.at

Lösungsansatz

Wartungsaufgaben werden, neben weiteren Definitionen, in IEC63060:2019 (Allgemeine Aspekte zur Wartung von Anlagen und Geräten) definiert. In der Sekundärtechnik kommen, neben Herstellerempfehlungen, auch technische Hinweise und Leitfäden zur Anwendung, die von Fachexperten und Gremien von Basis Österreichs Energie, VDE/FNN und VSE erstellt wurden. Unabhängig muss jeder Anwender für sich, entsprechend der zuvor angeführten Rahmenbedingungen, festlegen, welche Art der Systemwartung zu welchem Zeitpunkt zum Einsatz kommt. Am Beispiel der Schutztechnik lauten die Fragen zum Beispiel:

- Wann ist es sinnvoll zu prüfen?
- Was (Umfang) ist sinnvoll zu prüfen?
- Wann ist eine Verbesserung (Firmware Update/Patch) auszurollen?

Oftmals können Synergien genutzt und Effizienzen geschaffen werden, wenn nicht nur eine fachliche Entkopplung, sondern auch eine zeitliche Entkopplung von Prozessschritten in einem Wartungsintervall durchgeführt werden. Ebenso verursacht oftmals nur „eine“ vollständige Standardisierung unnötige Aufwendungen, sodass eine z.B. Technologie basierte Standardisierung in einige wenige Standardprozesse eine zusätzliche Effizienzsteigerung bringt. Neben den finanziellen Aspekten muss in diesem Zusammenhang heute vermehrt auf die Ressourcen der notwendigen Fachkräfte geachtet werden.

Zusammenfassung

Im Beitrag werden, am Beispiel eines Netzschutzgeräts, die unterschiedlichen Lebensphasen und deren Herausforderungen, bis hin zur informationstechnisch konformen Entsorgung, sowie deren Wechselwirkungen zueinander, aufgezeigt. Mit Referenz zu IEC63060:2019 sowie zum Branchendokument „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb digitaler Netzschutzsysteme“ werden unterschiedliche Wartungsanforderungen im operativen Lebenszyklus der Netzschutzkomponente dargestellt und jeweils eine Herangehensweise für eine praktikable und bei einem Netzbetreiber umgesetzte Lösung vorgestellt. Final wird ein mehrstufiger, risikobasierter Multi-Domain-Ansatz zur Erfüllung der Anforderung, Systeme aktuell zu halten, präsentiert. Dieser kann gezielt zur Erfüllung von Patch- und Update/Upgrade-Anforderungen mit Blickrichtung Informationssicherheit (Cyber-Security) angewendet werden.

Referenzen

[1] IEC TS 63060:2019 (VDE 0109:2020)
[2] „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen“, Veröffentlicht unter Osterreichs Energie (OE), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE/FNN) und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) – 2022
[3] „Sicherheitsmaßnahmen für Betreiber wesentlicher Dienste – NIS Fact Sheet 9/2022“, Sicherheitsmaßnahmen für Betreiber wesentlicher Dienste (nis.gv.at)

4.4.2. Berücksichtigung der Eigenschaften stromstarker Störlichtbögen bei der Schutzsystemauslegung von Niederspannungsanlagen

Michael BRUHNS[1,2], Carlo LIEBERMANN[3], Peter SCHEGNER[4]

Inhalt

Stromstarke Störlichtbögen in der Niederspannung besitzen ein extremes Gefährdungspotential. Zur Verminderung von Personen- und Anlagenschäden kommen in der Niederspannung typischerweise Schutzsysteme mit Überstromcharakteristik zum Einsatz. Bei der Auslegung derartiger Schutzsystemen muss die Reduktion des Fehlerstroms durch den Lichtbogen berücksichtigt werden (siehe [1]). Die Auslegung dieser Schutzsysteme setzt die Kenntnis des Zusammenhangs zwischen den Parametern des elektrischen Versorgungssystems und relevanten Lichtbogenkenngrößen voraus. Dies gilt umso mehr, wenn die Kurzschlussleistung aufgrund der wachsenden Anzahl dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz ansteigt, da die Beeinflussung des Fehlerstroms durch den Lichtbogen mit steigender Kurzschlussleistung zunimmt. Die vorliegende experimentelle Untersuchung des Zusammenhangs zwischen den Parametern von Niederspannungsanlagen und den Kenngrößen von Störlichtbögen leistet einen Beitrag zur Erhöhung der Sicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungsnetzen.

Methodik

Im Freiluftversuchsfeld des Instituts für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH) der Technischen Universität Dresden und am Institut Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik GmbH (IPH) wurden über 350 Störlichtbogenexperimente bei einer Netznennspannung von 400 V und 690 V und prospektiven Kurzschlussströmen bis 60 kA durchgeführt. Um realistische Bedingungen zu erhalten, wurde eine dreiphasige Sammelschienenanordnung mit horizontal verlegten, übereinander angeordneten Schienen innerhalb einer offenen Brennkammer gewählt. Die Wände der Brennkammer waren entweder metallisch oder mit Kunststoff ausgekleidet. Weitere Messungen wurden mit den Projektpartnern der RWTH Aachen durchgeführt. Dabei wurde die Zündung und Ausbreitung der Störlichtbögen mit einer Hochgeschwindigkeitskamera (Bildfrequenz bis 15 kHz) aufgezeichnet.

Bei den zu bewertenden Parametern kann zwischen elektrischen und nichtelektrischen Größen unterschieden werden. Tabelle 1 zeigt eine Auflistung von Parametern deren Einfluss auf die Kenngrößen von Störlichtbögen untersucht wurden.

Art	Parameter
Elektrisch	Netzspannung U_N, Kurzschlussstrom I_k, Reaktanz-Resistanz-Verhältnis X/R
Nichtelektrisch	Sammelschienenabstand a_{SS}, Länge der Stützisolatoren a_{RW}, Abstände zu Seitenwänden a_{SW}, Abstand zur Endwand a_{SE}, Material der Seitenwände, Art der Erdung

Tabelle 1: Systemparameter mit Einfluss auf Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen

[1] Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH), Technische Universität Dresden, 01062 Dresden, www.tu-dresden.de/etieeh
[2] +49 351 463-35088, michael.bruhns@tu-dresden.de,
[3] +49 351 463-43204, carlo.liebermann@tu-dresden.de
[4] +49 351 463-33202, peter.schegner@tu-dresden.de

Ergebnisse

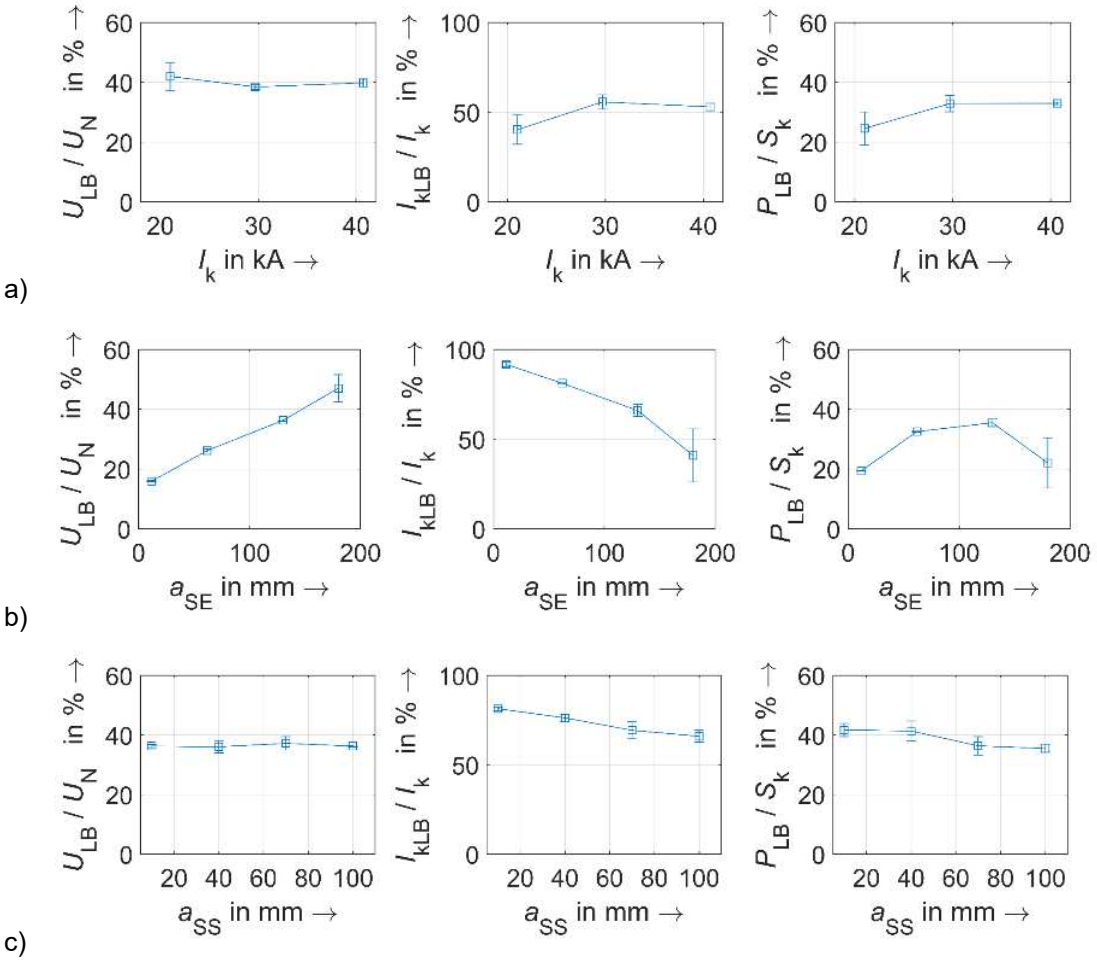


Abbildung 1: Abhängigkeit der Kenngrößen Lichtbogenspannung U_{LB}, Lichtbogenstrom I_{kLB} und Lichtbogenleistung P_{LB} von den Einflussgrößen prospektiver Kurzschlussstrom I_k (a), Abstand zwischen den Sammelschienen a_{SS} (b), Abstand zur Endwand a_{SE} (c) in bezogener Darstellung.

Die Verläufe in Abbildung 1 zeigen, dass die konstruktiven Merkmale der Brennstelle einen hohen Einfluss auf die Kenngrößen haben. Dabei ist vor allem der Abstand zur Endwand relevant, der maßgeblich die Aufweitung des Lichtbogens beeinflusst. Hingegen ist der Einfluss des Kurzschlussstroms am Netzanschlusspunkt oder des Sammelschienenabstandes geringer.

Referenzen

[1] H. Schau, A. Halinka und W. Winkler, *Elektrische Schutzeinrichtungen in Industrienetzen und -anlagen: Grundlagen und Anwendungen*. Heidelberg: Hüthig-Heidelberg, 2008.

4.4.3. Bedeutung von PHIL-Tests als Simulations-Cockpit

Carina LEHMAL(*)[1], Ziqian ZHANG[2], Philipp HACKL, Robert SCHÜRHUBER

Hintergrund

Mit der verstärkten Integration erneuerbarer Energien, wie Solarenergie und Windkraft, gewinnt die Rolle von Wechselrichtern im Stromnetz zunehmend an Bedeutung. Wechselrichter sind nicht nur für die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom verantwortlich, sondern spielen auch eine Schlüsselrolle in der Sicherstellung der Spannungsqualität und der Aufrechterhaltung der Netzstabilität. Ihre Verbreitung kennzeichnet nicht nur die Modernisierung der Stromnetze, sondern spiegelt auch den Trend zu einer saubereren und nachhaltigeren Energieinfrastruktur wider.

Die Regelungsalgorithmen in Wechselrichtern haben jedoch Auswirkungen auf die Netzstabilität. Dies führte bereits zu Stromausfällen in Australien 2016 [1], im Vereinigten Königreich 2019 [2] und in China 2015. Selbst gewerbliche Stromnetze von Unternehmen sind von Spannungsqualitätsproblemen betroffen, was zu Produktionsausfällen durch Wechselrichter führt.

Angesichts dessen sind eine sorgfältige Bewertung und umfassende Prüfung unerlässlich. Die OVE R25 beschreibt die üblichen Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, wobei alle in Österreich zugelassenen Wechselrichter dieser Prüfung unterzogen werden. Mittels idealer Spannungsquelle werden die Fähigkeiten des Wechselrichters gemäß Netzstandards in verschiedenen Szenarien überprüft. Allerdings vernachlässigt diese Methode die Wechselwirkung zwischen Wechselrichter und Stromnetz durch die fehlende Auswirkung der Veränderung der Netzanschlussspannung durch den eingespeisten Strom des Wechselrichters. Dadurch verringert sich das Anforderungsniveau für die Testkriterien der Wechselrichter. Positive Ergebnisse einer Prüfung mit idealer Spannungsquelle könnten nicht das Verhalten in einer realen Umgebung mit tatsächlicher Netzimpedanz widerspiegeln.

Methodik

Mittels Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Prüfmethoden und Einsatz von Echtzeitsimulatoren in Kombination mit Leistungsverstärkern kann eine Testumgebung erzeugt werden, die reale Netzbedingungen einschließlich Nachbildung verschiedener Fehlerszenarien ermöglicht. Es wird die Interaktion des Netzes nachgestellt, wodurch Wechselrichter unter realen Netzbedingungen präziser bewertet werden können [3]. Vergleichbar damit ist ein Simulations-Cockpit, in dem Systeme einer umfassenden Prüfung unterzogen werden, bevor sie in der Realität implementiert werden. Im PHIL-Testsetup bietet sich jedoch die Gelegenheit, die tatsächliche Leistung und das authentische Verhalten des getesteten Geräts, in diesem Kontext der Wechselrichter, zu beobachten.

Als Vergleich der Testmethode mittels idealer Spannungsquelle und PHIL-Testmethode wurde die transiente Stabilität während Fehlerbedingungen untersucht. Dabei wird das Fault-Ride-Through (FRT) Verhalten der Wechselrichter in beiden Testfällen analysiert. Während der Tests mit idealer Spannungsquelle wird wie in den Richtlinien beschrieben keine zusätzliche Netztopologie verwendet, sondern der Wechselrichter nur mit dem Worst-Case eines dreiphasigen Spannungseinbruches überprüft. In den PHIL-Tests wird das CIGRE Benchmark-Verteilnetzmodell integriert und derselbe Fehlerfall analysiert.

Ergebnisse

Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller wurden dem Test mit idealer Spannungsquelle und dem PHIL-Test unterzogen. Dabei wurde festgestellt, dass jeder Wechselrichter ein unterschiedliches Verhalten aufweist. Der Ausgangsstrom des Wechselrichters während und nach eines Fehlerfalles hängt stark von der Regelung des Wechselrichters ab, welche zu starker Beeinflussung der

[1] Carina Lehmal, IEAN-TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +436644063588, carina.lehmal@tugraz.at
[2] IEAN-TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +433168737551, office.iean@tugraz.at

Spannungsqualität führt. Ein THD im Bereich von 2,55 % bis zu 12,39 % wurde in den zahlreichen durchgeführten Tests festgestellt.

Als zweiter bedeutender Einflussfaktor ist die Netzimpedanz zu nennen, welche während der Testmethode mit idealer Spannungsquelle außer Acht gelassen wird. Unter schwachen Netzbedingungen mit geringen Kurzschlussverhältnissen schnitten die Wechselrichter signifikant schlechter ab, was bei manchen Typen zu einer schnelleren Instabilität und Abschaltung der Erzeugung führte oder ausgeprägte Harmonische im Strom auslöste.

Abbildung 1 zeigt die dreiphasige Stromkurve eines solchen Tests, wobei auf der linken Seite die ideale Spannungsquelle verwendet wird und auf der rechten Seite der PHIL-Test mit Netzimpedanz. Es ist klar erkennbar, dass es bei den PHIL-Tests durch die Rückkopplung von Spannung und Strom zu höheren Harmonischen kommt. Ebenso zeigt sich, dass die Symmetrie der drei Phasen während und kurz nach der Fehlerklärung nicht vorhanden ist. Zudem ist ersichtlich, dass die beiden getesteten Wechselrichter unterschiedlich auf den Fehler reagieren.

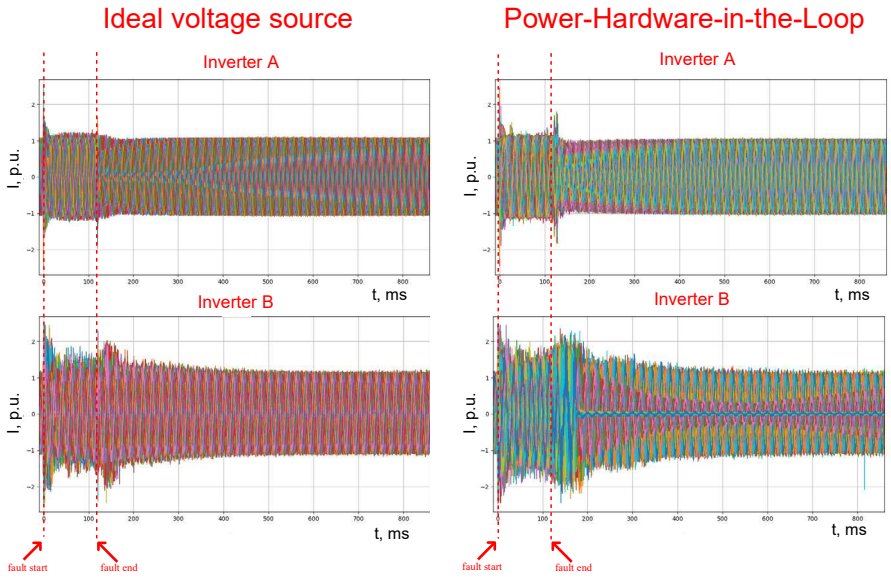


Abbildung 1: Vergleich der Testmethoden. Links: Testmethode Ideale Spannungsquelle, Rechts: Testmethode PHIL-Test.

Fazit

Im Vergleich zu Tests mit einer idealen Spannungsquelle erweisen sich PHIL-Tests als aussagekräftiger und präziser. Diese Tests ermöglichen eine realistischere Simulation des Verhaltens von Wechselrichtern in komplexen Netzumgebungen und bieten Einsichten in die vielschichtigen Wechselwirkungen zwischen Erzeugung und Stromnetz. Innerhalb eines PHIL-Testumfelds wurden lediglich 36,7 % der Testfälle erfolgreich absolviert. Diese Ergebnisse veranschaulichen realistisch die Herausforderungen, denen diese Geräte im tatsächlichen Betrieb gegenüberstehen.

Referenzen

[1] Operator, A. E. M. Integrated Final Report SA Black System 28 September 2016. Australia Energy Market Operator2017.

[2] Bialek, Janusz. "What does the GB power outage on 9 August 2019 tell us about the current state of decarbonised power systems?." Energy Policy 146 (2020): 111821.

[3] Zhang, Z., Schürhuber, R., Fickert, L., Friedl, K., Chen, G., & Zhang, Y. (2021). Systematic Stability Analysis, Evaluatation and Testing Process and Platform for Grid-connected Power Electronic Equipment. Elektrotechnik und Informationstechnik, 138(1), 20-30. https://doi.org/10.1007/s00502-020-00857-y

4.4.4. Spannungsschutz bei dezentraler Einspeisung

Ricardo HERRMANN[1], Wolf FISCHER[2], Michael MERCKER[3], Peter SCHEGNER[4]

Inhalt

Der zunehmende Ausbau an regenerativen Energiequellen lässt den Anteil der dezentralen Einspeisung ansteigen. Damit einhergehend steigt die Gefahr der Bildung von ungewollten Netzinseln nach betrieblichen oder schutztechnischen Abschaltungen aufgrund der höher werdenden Wahrscheinlichkeit eines möglichen Leistungsgleichgewichtes.

Die TU Dresden hat in Zusammenarbeit mit der Stromnetz Berlin GmbH untersucht, ob zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um bei einem einpoligen Fehler in einem MS-Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung eine sichere Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlagen zu ermöglichen. Ein mögliches Verfahren stellt der $U_0 t$-Schutz dar. Dabei soll die Frage beantwortet werden, ob und wo dieser benötigt wird oder ob die bereits in der VDE-AR-N 4105 [1] geforderten Inselnetzdetektionsverfahren ausreichen.

Methodik

Im Rahmen der Untersuchung wurden Recherchen zum Stand der Normung, Simulationen und Laborversuche mit handelsüblichen Wechselrichtern durchgeführt. Weiterhin wurden alternative Inselnetzerkennungsverfahren betrachtet, die beispielsweise die Gegensystemspannung auswerten. In den Laborversuchen wurde anschließend das Verhalten realer Wechselrichter untersucht, da dies nicht in ausreichender Tiefe mit den Simulationen möglich war. Dabei wurden die Schaltgruppe des Transformators und die Kabelkapazitäten der MS-Kabel nachgebildet. Die Last wurde über Glühlampen und eine Asynchronmaschine realisiert, welche über eine angeschlossene Gleichstrommaschine belastet werden konnte.

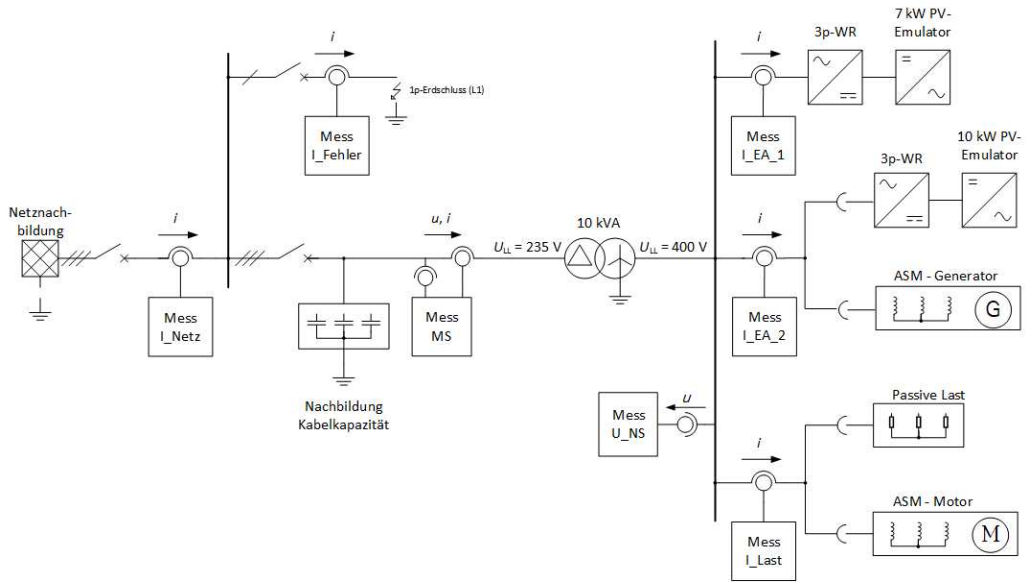


Abbildung 1: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Verhaltens der Wechselrichter

[1] TU Dresden IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, +49 (351) 463 40764
ricardo.herrmann@tu-dresden.de
[2] Stromnetz Berlin GmbH, Eichenstraße 3a, +49 30 49202 8991, wolf.fischer@stromnetz-berlin.de
[3] Stromnetz Berlin GmbH, Eichenstraße 3a, +49 30 49202 8991,
michael.mercker@stromnetz-berlin.de
[4] TU Dresden IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, +49 (351) 463 33202
peter.schegner@tu-dresden.de

Ergebnisse

Die Normenrecherche zeigte, dass dreiphasig angeschlossene Anlagen, welche ihren Netzverknüpfungspunkt in der Niederspannung haben, mit einer aktiven Inselnetzerkennung ausgestattet sein müssen. Bei einem Netzverknüpfungspunkt in der Mittelspannung wird auf die Forderung des Netzbetreibers verwiesen.

In der Simulation konnte gezeigt werden, dass die Messung der Nullspannung nur auf der Mittelspannungsseite erfolgen kann, da sie hinter dem üblichen Dy-Ortsnetztrafo nicht mehr messbar ist. Weiterhin wurden alternative Inselnetzerkennungsverfahren betrachtet, die beispielsweise die Gegensystemspannung auswerten.

Bei den Laborversuchen zeigte sich unter anderem, dass das aktive Inselnetzdetektionsverfahren auf Basis der $Q(f)$-Regelung in bestimmten Konfigurationen gegeneinander arbeitet und sich so die Zeit bis zur Abschaltung vergrößert. In Abbildung 2 ist zu erkennen, dass die Erzeugungsanlage 1 (EA1) die Blindleistung ins Negative absenkt und EA2 das mit einem Anstieg ins Positive kompensiert. Dennoch wurde festgestellt, dass keine Netzinsel länger als eine Sekunde bestehen blieb. Es reicht folglich aus, wenn größere generatorische Erzeugungsanlagen mit einem Netzverknüpfungspunkt in der Mittelspannung durch einen U_0t-Schutz abgeschaltet werden, da diese stabilisierend wirken können.

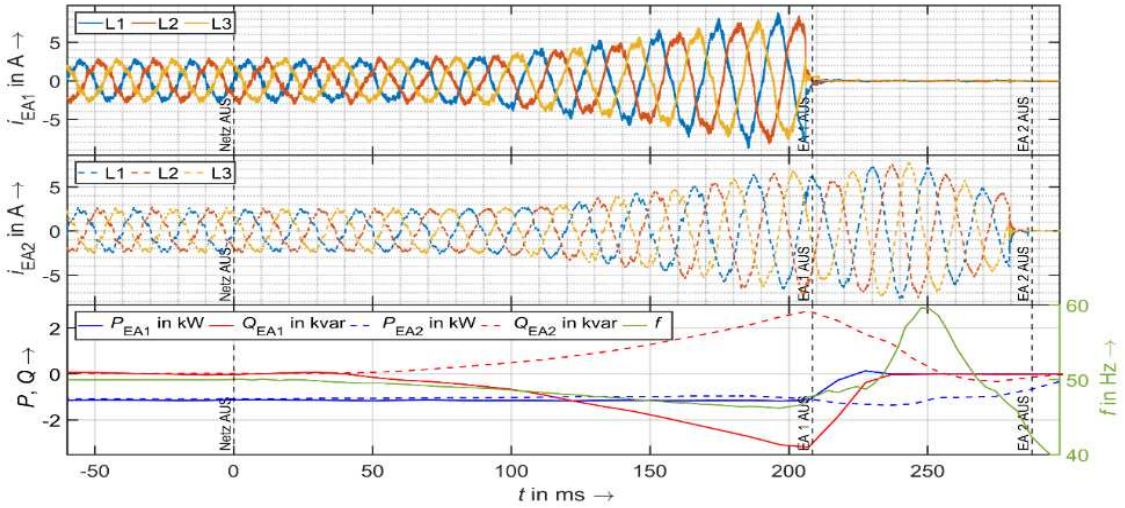


Abbildung 2: Verhalten der elektrischen Größen bei zwei Wechselrichtern nach der Netztrennung

Referenzen

[1] VDE-AR-N 4105, "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz", VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V, 2018.

4.4.5. Kompensation der Messunschärfe durch Leitungs-Unsymmetrien bei der Distanzberechnung

Carlo LIEBERMANN[1,2], Peter SCHEGNER[3]

Inhalt

Distanzschutzeinrichtungen setzen symmetrische Impedanzen der zu schützenden Leitung voraus. Eine symmetrische Verkopplung bzw. eine symmetrische Leitung wird bei einer vollständigen Verdrillung nur am Leitungsende erreicht, wenn die Verdrillung in Abhängigkeit der Leiterfolge korrekt ausgewählt wurde (vorzugsweise Verdrillung) [22]. Damit wird bei einer ideal verdrillten Leitung die Distanzberechnung auch nur bei einem Fehler am Leitungsende korrekte Ergebnisse liefern. Fehler treten jedoch zufällig an verschiedenen Orten der Leitung auf. In diesem Fall weist der Leitungsabschnitt von der Messstelle bis zum Fehlerort keinen vollständigen Verdrillungsumlauf auf, ist also unsymmetrisch. In der Distanzberechnung werden die mit den gemessenen Spannungen und Ströme berechneten Impedanzen der unsymmetrischen Leitung, mit den eingestellten Leitungsparametern der symmetrischen Leitung verglichen. Es kommt folglich zu einer Unschärfe bei der Distanzberechnung, welche in Abhängigkeit der Fehlerart sowohl positiv als auch negativ ausfällt [23].

Das vorgestellte Verfahren zeigt, wie die Messunschärfe leiterselektiv für alle Fehlerschleifen in Abhängigkeit des Schaltzustands der Drehstromsysteme berechnet wird. Der entwickelte Algorithmus ist allgemeingültig und für alle Leitungen und Mastbilder einsetzbar. Die Berechnung erfolgt im natürlichen System, es können auch unverdrillte, ungünstig verdrillte oder speziell verdrillte Leitungen berechnet werden.

Methodik

Die Berechnung erfolgt anhand eines komplexen Leitungsmodells, welches es möglich macht, alle Ströme und Spannungen an jedem Punkt der Leitung zu berechnen.

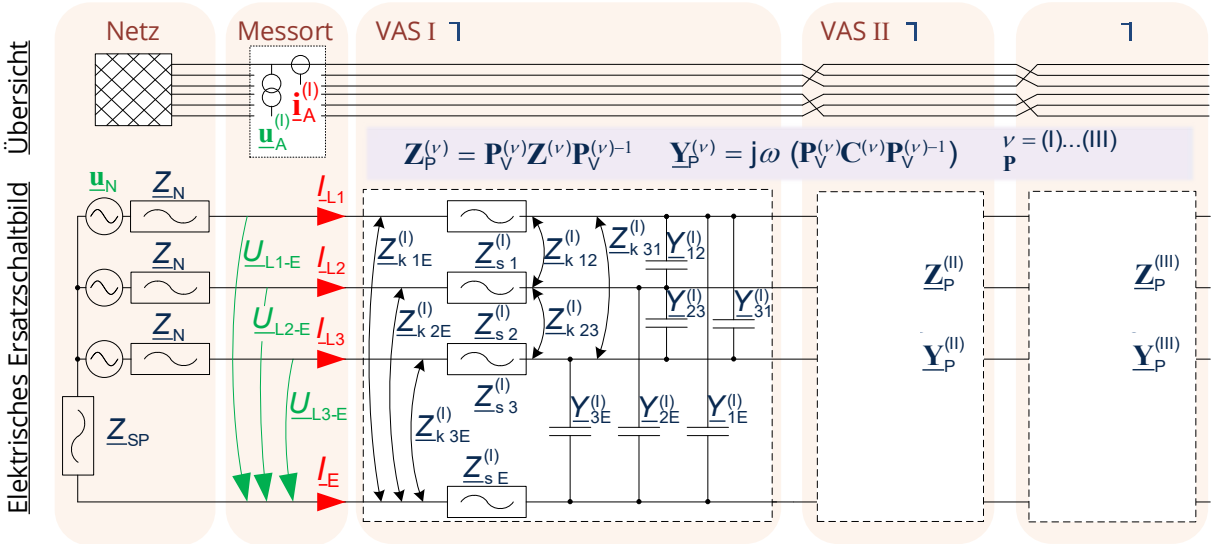


Abbildung 1: Verkoppeltes Mehrleitersystem

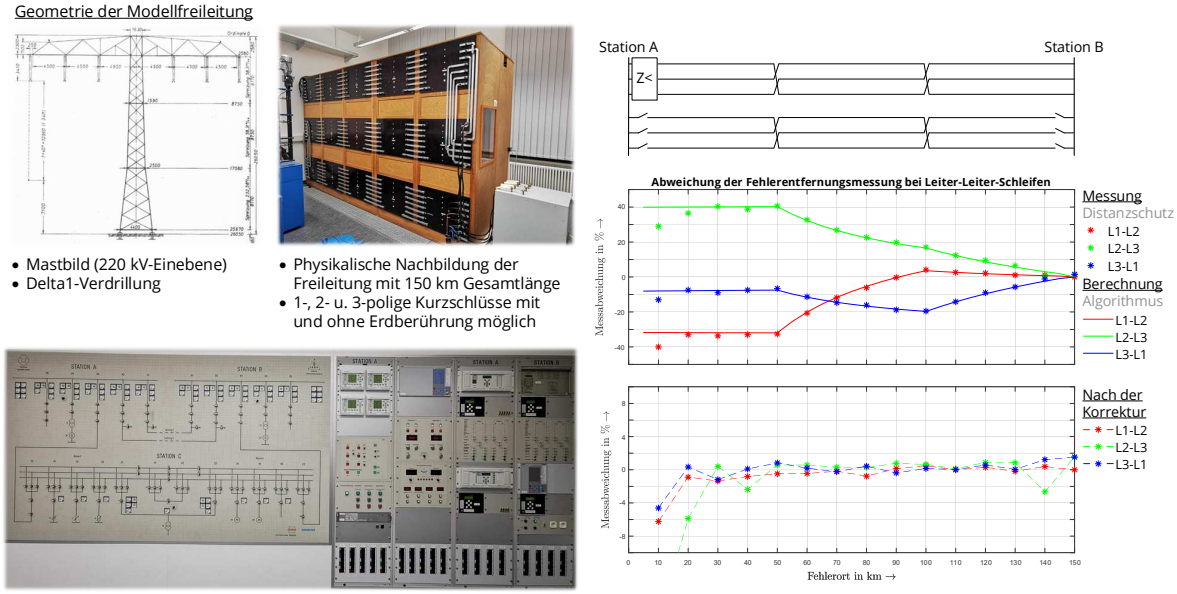
In Abhängigkeit der Leitungsgeometrie, der Leiterfolge sowie der Verdrillung, des Schaltzustands der Drehstromsysteme, der vorgelagerten Netzimpedanz bzw. Kurzschussleistung am Verknüpfungspunkt und des Vorlastzustands können die leiterselektiv zu erwartenden Ströme und Spannungen für jede

[1] Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH), Technische Universität Dresden, 01062 Dresden, www.tu-dresden.de/etieeh
[2] +49 351 463-43204, carlo.liebermann@tu-dresden.de
[3] +49 351 463-33202, peter.schegner@tu-dresden.de

Fehlerart am Messort berechnet werden. Mit den Ergebnissen wird dann die im Relais zu erwartende Mitimpedanz bestimmt. Mit der Kenntnis der realen Distanz zum Fehlerort, welche vorab in der Berechnung vorgegeben werden muss, wird die Angabe der Messunschärfe möglich. Für eine Einfachleitung ergeben sich die in Abbildung 2b) dargestellten Kurven (vgl. „Berechnung Algorithmus“), welche dann zur Kompensation der im Fehlerfall gemessenen Distanz zum Fehlerort verwendet werden kann.

Ergebnisse

An dem dynamischen Netzmodell (DNM) der Professur für elektrische Energieversorgung der TU Dresden, welches unter anderem ein realistisches 220-kV-Leitungsmodell beinhaltet, konnte durch gezielte Kurzschlussversuche die prognostizierte Unschärfe bei der Distanzmessung leiterselektiv validiert werden. Es zeigt sich, dass Abweichungen bei der Bestimmung des Fehlerorts von bis zu $\pm 40\%$ gegenüber einer als symmetrisch angenommenen Leitung zu erwarten sind. Diese wurden sowohl mit dem Algorithmus berechnet, als auch durch gezielte Kurzschlussversuche auf der Leitung messtechnisch untersucht (vgl. Abbildung 2b) „Messung Distanzschutz“).



a) Laboraufbau *b) Ergebnisauswertung*

Abbildung 2: Validierung im Dynamischen Netzmodell (DNM) des IEEH der TU Dresden

Mit den neuen Verfahren wurden weitaus genauere Berechnung des Fehlerortes bei einseitiger Fehlerortung möglich. Nach der Kompensation der Messunschärfe reduziert sich der Fehler bei der Distanzberechnung auf wenige Prozent. Das Verfahren bietet somit erhebliche Vorteile.

Referenzen

[1] C. Liebermann, „Auswirkungen ungünstig verdrillter Leitungen - Optimierung der Verdrillung während der Planung,“ *23. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung Begleitband zum Workshop 2022 in Magdeburg,* pp. 1 - 6, Juni 2023.

[2] G. Ziegler, Digitaler Distanzschutz Grundlagen und Anwendungen, Nürnberg: Publicis Corporate Publishing Erlangen, 2008

4.4.6. Erarbeitung eines Leitungsmodell zur Berechnung der Leitungsparameter unter Berücksichtigung der endlichen Leitungslänge und Mastausbreitungswiderstände an den Erdungspunkten

Thanh Binh NGUYEN(*)[1], Carlo LIEBERMANN[2], Peter SCHEGNER

Einleitung

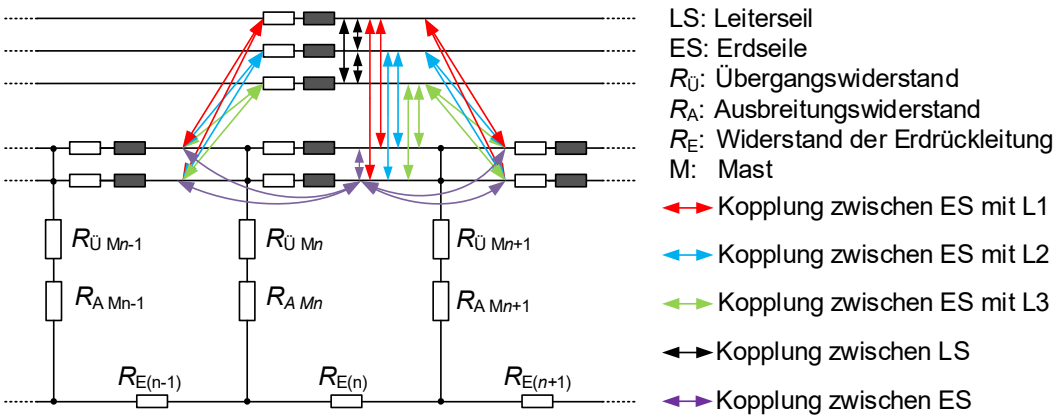
Zur Untersuchung des Systemverhaltens von Freileitungen werden diese durch geeignete Leitungsmodelle abgebildet. Die Genauigkeit des Leitungsmodells hängt dabei vom gewählten Ersatzschaltbild bzw. Berechnungsansatz ab. Der Einfluss von Erdseilen wird häufig unter der Annahme einer ideal leitenden Erdverbindung im Leitungsmodell berücksichtigt. Darüber hinaus werden zur Berechnung der induktiven Verkopplung konventionell unendlich lange Leiter-Erde-Schleifen betrachtet. Der Ansatz geht dabei von einem in Leitungsrichtung homogenen Feldbild aus. Abweichungen von diesem Ansatz treten zum Beispiel am Leitungsanfang und -ende sowie in der Nähe von Verdrillungsmasten auf, da in diesen Bereichen kein homogenes Feld zu erwarten ist. Ebenfalls können Erd- und LWL-Seile nicht als unendlich lang angenommen werden, da durch die spannfeldweise Erdung Ausgleichsströme in jedem Spannfeld auftreten, sodass auch hier der Ansatz eines homogenen Feldbildes nicht erfüllt ist.

Methodik

Zur Entwicklung eines realitätsnäheren Leitungsmodells wurden in einem erweiterten Berechnungsmodell die Erdseile als endlich lange Leiter behandelt und die Ausbreitungswiderstände der Masterdungsanlage berücksichtigt. Zur Berechnung der Impedanz von endlich langen Leitern über der Erdoberfläche werden Hertzsche Dipole verwendet. Dies führt zur Formulierung eines Integralausdrucks:

$$\underline{Z} = \frac{\mathrm{j}\omega\mu}{4\pi} \int_{A}^{B} \int_{A_0}^{B_0} \int_{0}^{\infty} \left(\frac{\nu}{\underline{\alpha}_1} \cdot e^{-\underline{\alpha}_1 (z_0 - z)} + \frac{\nu}{\underline{\alpha}_1} \cdot \frac{\underline{\alpha}_1 - \underline{\alpha}_2}{\underline{\alpha}_1 + \underline{\alpha}_2} \cdot e^{-\underline{\alpha}_1 (z_0 + z)} \right) \boldsymbol{J}_0(\rho\nu)\, \mathrm{d}\nu\, \mathrm{d}s_0\, \mathrm{d}s \tag{1}$$

Für die praktische Anwendung und die Implementierung in MATLAB kann Gl. (1) für Selbstimpedanz nach [1] und für die Koppelimpedanz asymptotisch durch den Vierbild-Ansatz nach [2] angenähert werden. Die resultierenden Formeln dienen als Grundlage für das erweiterte Leitungsmodell



[1,2,3] TU Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEEH), Professur für Elektroenergieversorgung, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, {thanh_binh.nguyen, carlo.liebermann, peter.schegner} @tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etiee

Abbildung 1: Ausschnitt des Freileitungsmodells, enthaltenen Impedanzen und Verkopplungen

Abbildung 1 zeigt beispielhaft einen Teil der modellierten Leitung mit 2 Erdseilen unter Berücksichtigung der auftretenden Kopplungen und Zusatzwiderständen im Netzwerk. Das Modell wurde durch Netzwerkanalyse entwickelt, wobei die Strom- und Spannungsbeziehungen, die Knoten- und Maschengleichungen der Erdseilkette sowie die Kopplungen zwischen Leiter- und Erdseilen durch ein vollständiges Kirchhoffsches Gleichungssystem (VKGS) in Matrixform nach Gl. (2) beschrieben werden.

$$\left[\begin{array}{c|c} \text{UI-Beziehung der LS} & \text{Rückkopplung auf Leiterseile durch Ströme in ES} \\ \hline \text{Kopplung auf Erdseile durch Ströme in LS} & \text{UI-Beziehung, Maschen- und Knotengleichung der Erdseilkette} \end{array}\right] \cdot \left[\begin{array}{c} U_{LS},\, I_{LS} \text{ aller Spann felder} \\ \hline U_M,\, \Delta U_{ES},\, I_{ES} \text{ aller Spann felder} \end{array}\right] = \left[\begin{array}{c} \text{Angabe der Spanung oder Ströme} \\ \hline \mathbf{0} \end{array}\right] \tag{2}$$

Zur Berechnung der Leitungsparameter werden zusätzlich die Messschaltungen einer Leitungsparametermessung im VKGS berücksichtigt. Diese können durch Lösung des VKGS durch Invertierung bestimmt werden.

Ergebnis

Die Validierung des neuen Modells erfolgte anhand einer fiktiven 100 km langen Doppelleitung mit 300 Donaumasten gleicher Bauart, wobei die Ausbreitungswiderstände der Masterder vernachlässigt werden. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse mit konventionellen vereinfachten symmetrischen Modellen übereinstimmen. Des Weiteren wurden Parameterstudien zu den Einflussfaktoren durchgeführt, welche den spezifischen Erdwiderstand, den Mastausbreitungswiderstand, den Bodenabstand, das Seilmaterial, das Mastdesign, die Anzahl und Position der Erdseile sowie die Verdrillung beinhalteten. Das
Ergebnis zeigt, dass die Mitimpedanz nahezu unverändert bleibt, während die Nullimpedanz besonders sensibel auf Parameteränderungen reagiert, insbesondere auf den spezifischen Erdwiderstand, die Anzahl und Position der Erdseile sowie den Mastausbreitungswiderstand. Abbildung 2 zeigt die Abweichung der gemeinsamen Nullimpedanz der Doppelleitung sowie der verkürzten Nullimpedanz von den Referenzwiderständen bei Mastausbreitungswiderständen $R_{\mathrm{M}} = 0\,\Omega$ und spezifischen Erdwiderstand $\rho_{\mathrm{E}} = 100\,\Omega\mathrm{m}$ (markiert mit einem roten Punkt) dargestellt.

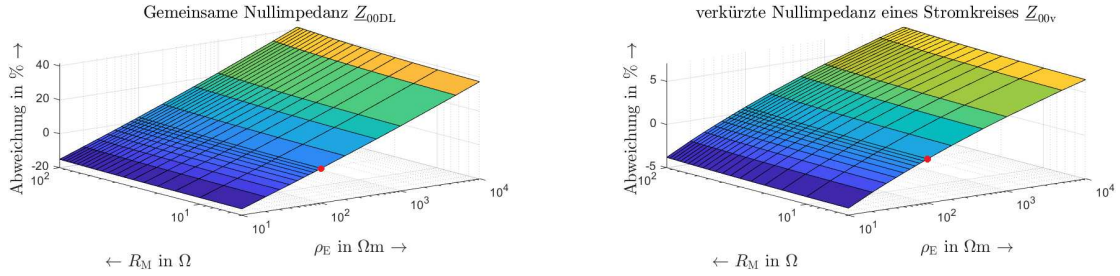


Abbildung 2: Abweichung der Nullimpedanz bei Änderung R_M und ρ_E vom Referenzfall

Je mehr Erdseile vorhanden sind, desto kleiner ist die Nullimpedanz. Die verkürzte Nullimpedanz Z_{00v} reagiert am wenigsten sensitiv auf Parameteränderungen. Der Grund dafür sind die zusätzlichen Erdseile, die zusammen mit dem Erdreich den Rückstromfluss dienen und somit den der erdgebundenen Einflussfaktoren reduzieren.

Referenzen

[1] C. Liebermann, Berechnung induzierter Spannungen bei Leiter- und Erdseilzug auf 380-kV-Freileitungen, Diplomarbeit: TU Dresden, 2015

[2] S.F.Mahmoud und A.D.Metwally, „New image representation for dipoles near a dissipative earth 1. Diskrete images," Radio Science, pp. 1271-1275, 1981.

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

4.5. OPERATIVE ASPEKTE VERTEILNETZE

4.5.1. Lastflussbasierter Abruf von Flexibilität aus dem Verteilnetz

Sascha BIRK[1], Thorsten SCHNEIDERS, Wolfgang KETTER[2]

Hintergrund & Motivation

Im Rahmen des stetigen Ausbaus Erneuerbarer Energien verschiebt sich die Erzeugung von wenigen zentralen Großkraftwerken hin zu Millionen verteilten Erzeugern, basierend auf Photovoltaik- oder Windenergie-Anlagen. Verschärft wird diese Dezentralisierung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Ladesäulen für die Elektromobilität. Diese dezentrale, wetterabhängige Erzeugung, sowie die sich verändernden Verbrauchsstrukturen, insbesondere in den Verteilnetzen, hat die Politik bereits zum Handeln gezwungen. In Deutschland schlägt sich diese Veränderung am markantesten in der Weiterentwicklung des bisherigen Redispatch und Einspeisemanagements, hin zu einem „Redispatch 2.0“ nieder [1].

Diese seit Oktober 2021, in der Umsetzung befindliche Lösung verfolgt das Ziel, dem elektrischen System mehr Flexibilität bereitzustellen, die zur Beseitigung von Netzengpässen genutzt werden kann. Redispatch 2.0 umfasst hierzu Erzeugungsanlagen und Speicher ab einer Leistung von 100 kW und einem Anschluss an das 110 kV-Netz oder höher. Um weitere Verbraucher sowie kleinteiligere Erzeugungsanlagen ebenfalls zu integrieren, befindet sich „Redispatch 3.0“ in der Entwicklung [2].

Die bisher diskutierten Ansätze verfolgen meist ein prognosebasiertes Vorgehen, bei dem der Netzbetreiber den Netzzustand ermittelt, um dann Flexibilitäten bei Marktteilnehmenden abzurufen. Welchen Einfluss dies wiederum auf die unteren Netzebenen hat, aus denen die Leistung kommen soll, wird dabei nicht berücksichtigt. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einem integrierten Flexibilitätsabruf, bei dem der Zustand des Netzes, die Verteilung des Flexibilitätsabrufs, sowie die dabei gebildeten Preise bestimmt werden. Als Grundlage hierzu dient die optimale Lastflussberechnung (engl.: Optimal power flow (OPF)).

Methodik

Im hier skizzierten Anwendungsfall erfolgt ein Flexibilitätsabruf von einem übergelagerten Netzbetreiber an die Netzbetreiber unterhalb eines Netzknotens. Jeder dieser nachgelagerten Netzbetreiber wiederum löst infolgedessen einen Flexibilitätsabruf bei den in seinem Netzbereich befindlichen Knoten aus. Die Flexibilität in diesem Netzbereich wird durch industrielle elektrische Speicher bereitgestellt, deren primärer Einsatzzweck jedoch die Spitzenlaskappung ist. Dies schränkt die Verfügbarkeit der Speicher für den Flexibilitätsbereitstellung ein.

Zur Gestaltung des Flexibilitätsabrufs wird zunächst das OPF-Problem formuliert. Um für variable Netzebenen und Topologien genutzt werden zu können, werden die Nebenbedingungen der wechselstrombasierten Lastflussberechnung verwendet (AC-OPF). Zudem wird, um den Abruf für Speicher zu ermöglichen, der Flexibilitätsabruf als zeitreihenbasierte Optimierung umgesetzt. So kann für mehrere Zeitschritte Flexibilität angefragt werden. Die einzelnen Akteure im Netzbereich übermitteln die verfügbare Leistung und den Verbrauch (kW), sowie Speicherstände (kWh) und Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität (€/kWh) an den Netzbetreiber. Dieser löst das zugrundeliegende Optimierungsproblem. Der finale Flexibilitätspreis wird aus den dualen Variablen der Knotengleichgewichtsbedingung abgeleitet. Hierdurch spiegelt sich auch der Netzzustand im Falle eines Abrufs im Preis wider.

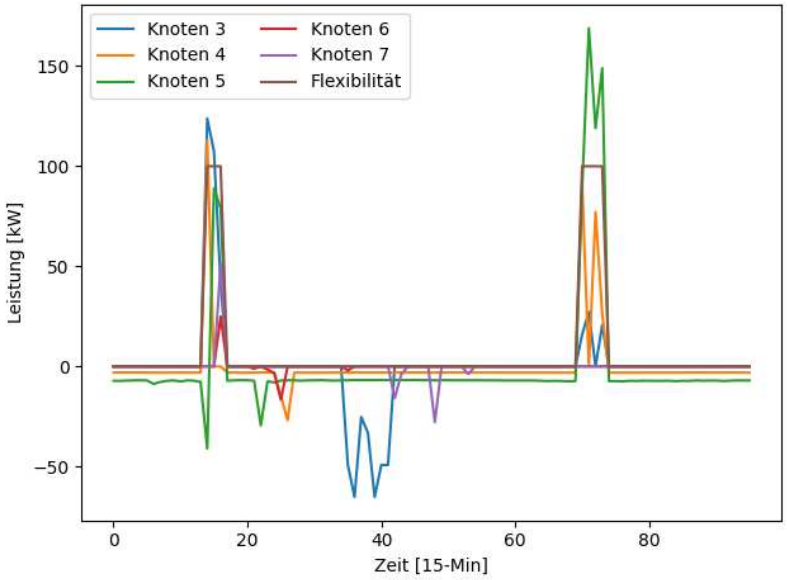
Für den Fall unzureichender Flexibilität oder Netzkapazitäten wird der AC-OPF um eine weitere Erzeugungseinheit am Netzknoten, mit Verbindung zum übergelagerten Netz, ergänzt. Diese ist mit höheren Kosten versehen und treibt so, für den Fall, dass sie im Rahmen der Optimierung zum Zuge

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, {sascha.birk, thorsten.schneiders}@th-koeln.de
[2] Universität zu Köln, Pohligstraße 2, 50969 Köln, ketter@wiso.uni-koeln.de

kommt, den Flexibilitätspreis in die Höhe. Dies sorgt für eine Verdrängung der Flexibilität aus diesem Netzbereich durch günstigere Angebote aus anderen, in Frage kommenden Netzen.

Ergebnisse

Im Rahmen der Analysen werden die Ergebnisse eines Netzbetreibers betrachtet, welcher den Abruf für sein Netzgebiet verwaltet. Es handelt sich hierbei um ein Ringnetz mit sieben Knoten, wobei Knoten eins als Verbindung zum übergelagerten Netz dient und Knoten zwei die Sammelschiene darstellt, welche Anfang und Ende des Rings beschreibt.



In Abbildung 1 ist die Leistung der Speicher an den Knoten drei bis sieben im Laufe eines Tages, sowie der Flexibilitätsabruf zu sehen. Exemplarisch wird hier ein Flexibilitätsabruf von 100 kW für 45 Minuten am Morgen, sowie 60 Minuten am Abend angenommen.

Abbildung 4: Leistung von Speichern und Flexibilität im Tagesverlauf

Während des Flexibilitäts-abrufs am Morgen wird der Speicher am Knoten 5 zunächst für die Deckung einer Lastspitze benötigt. Für die ersten 15-Minuten ist hier eine negative Leistung zu erkennen, welche in den darauffolgenden Zeitschritten positiv wird, um die Flexibilitätsbereitstellung zu unterstützen.

Im Bereich zwischen Zeitschritt 20 und Zeitschritt 60 werden die Speicher für weitere Spitzenlastkappungen genutzt. Zum Zeitpunkt des zweiten Flexibilitätsabrufs stehen alle Speicher zu dessen Deckung bereit. Der Speicher an Knoten fünf übernimmt hier den Großteil der Flexibilitätsbereitstellung. Das Überangebot an Leistung ist hier auf Ausgleichsflüsse innerhalb des Verteilnetzes zurückzuführen, welche durch die zugrundeliegende Optimierung der Lastflüsse bedingt ist.

Für die Knoten vier und fünf ist zudem eine konstante Entladung der Speicher zu erkennen. Diese ist durch den Zeithorizont der Optimierung und die damit verbundenen Restriktion der Speicher zu erklären. Um die Energiebilanz der Speicher innerhalb des Optimierungshorizontes auszugleichen, wird der Speicherstand zum ersten und letzten Zeitschritt gleichgesetzt. Hierdurch kann das Ergebnis nicht durch Energie, die vor dem Optimierungszeitraum geladen oder entladen wird, aufgebessert werden. Bilanziell geben die Speicher hier die Energie ins Netz zurück, welche sie bei der Flexibilitätsbereitstellung aufnehmen.

Referenzen

[1] BDEW. "BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0, Datenaustausch-, Bilanzierungs-und Abrechnungsprozesse." (2020).

[2] Blumberg, G., et al. "3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt-und Produktdesign." *Zielmodell für eine ergänzende marktbasierte Einbindung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch-Prozess. E-Bridge Consulting GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH* (2022).

4.5.2. Statistische Analyse von Mittelspannungsnetzen nach Versorgungsaufgabe

Tariq ALMOMANI[1], Rolf WITZMANN[2]

Motivation

Im Zuge der aktuellen Umwandlungsprozesse des Energiesystems und seiner Infrastruktur ergeben sich signifikante Herausforderungen. Insbesondere die Eingliederung dezentralisierter Energiequellen sowie neuer, steuerbarer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge stellen die Verteilnetze auf allen Ebenen vor neue Aufgaben. Von den Haushaltsnetzen auf Niederspannungsebene bis hin zu den aggregierten Mittelspannungsnetzen müssen sich die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit der Frage auseinandersetzen, wie die Netze zukünftig optimal ausgebaut und betrieben werden können. Um eine adäquate Erweiterung der Netze zu planen, bedarf es einer Reihe von digitalen Netzmodellen, die auf simulationsbasierten Potenzialabschätzungen fußen. Die Komplexität und der Berechnungsaufwand dieser Modelle hängen maßgeblich von der Anzahl und dem Detailgrad ab. Aus diesem Grund erscheint ein Ansatz, der auf repräsentativen Netzmodellen basiert, als eine realistischere und effizientere Lösung. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich darauf, repräsentative Mittelspannungsnetzmodelle zu entwickeln, die auf statistischen Analysen existierender Netzdaten basieren. Diese Modelle sollen dann genutzt werden, um die Auswirkungen der Elektrifizierung in den Bereichen Mobilität und Wärme detailliert zu untersuchen.

Methodik

Der Musternetzgenerator [1][2] befasst sich mit Niederspannungsnetzen. Anhand einer großen Anzahl von NS-Netzen wurden Kenndaten und probabilistische Verteilungen für Leitungstypen, Anzahl der Anschlusspunkte, Mittlerer Abstand und Gesamtlänge. Hier wird. Ähnlich zu dem erwähnten Ansatz in [1][2] werden für die Mittelspannungsnetz neue Eigenschaften definiert. Im Gegensatz zu NS-Netzen decken MS-Netze eine größere Versorgungsfläche ab, die die Lasten und Erzeuger in untergelagerten Netzebenen aggregiert. Dies umfasst nicht nur einen Ortsteil, sondern ein größeres Gebiet oder eine Stadt. Zusätzlich werden neue Kategorien definiert, wie Industrie-/Gewerbegebiete und große Erzeugungsanlagen wie Windkraft, Biogasanlagen und Freiflächen PV an das Netz angeschlossen. Die Ortsnetztransformatoren sind mit aggregierten Haushaltslasten und aggregierten Erzeugungsanlagen mit konstanten Leistungswerten und Leistungsfaktoren modelliert. Die verfügbaren MS-Netze wurden sowohl mit Freileitungen als auch Kabel ausgebaut. Freileitungen werden meist im ländlichen Raum benutzt und in Orten wo es keine Möglichkeit für eine unterirdische Verbindung wegen räumlichen Restriktionen gibt.

Datengrundlage

Um repräsentative Netzmodelle erstellen zu können, wird eine Vielzahl existierender realer Netze benötigt. Es wurden vier Mittelspannungsnetze von vier unterschiedlichen Versorgungsgebieten in Deutschland untersucht. Die bereitgestellten Netzdaten sind im Simulationstool PSS Sincal modelliert, indem Netzelemente in einer SQLite Datenbank gespeichert sind. Hierzu wurde eine Schnittstelle zwischen Python und den Datenbanken der Netze aufgebaut, die den Zugang zu detaillierten Daten der Netzelemente (Leitungstypen, Querschnitte, Erzeugerdaten, Lasten, Trafos und etc.) ermöglicht. Insgesamt haben die vier Netze 36 Abgänge mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben wie Vorstädtische (V), Ländliche (L) und Industrie/Gewerbe (I). Die Gesamtlängen der Netze liegen zwischen 70 und 190 km und insgesamt bei 469 km. Die Anzahl der MS/NS Trafo beträgt insgesamt 826. Eine Zusammenfassung der Netzregionen ist in der Tabelle zu sehen.

[1] Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289 22
[2] Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289 22

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
Anzahl ONS	93	258	198	277
Anzahl Abgänge	4	14	8	10
Gesamtlange in km	70,9	113	96	189,2
Umspannwerk in MVA	40	71,5	84	80
Versorgungsaufgabe	L	L/V/I	V/I	L/I

Tabelle 1: Charakteristik der Regionen für die Mittelspannungsnetze

Ergebnisse

Aus der Verteilung der Punkte in Abbildung 1 kann man ableiten, dass für die Kategorien Industrie/Gewerbe und Vorstadt die Lastdichte tendenziell höher ist als für Land und Erzeugung. Ebenso ist die Erzeugungsdichte bei der Kategorie Erzeugung am höchsten, was zu erwarten ist. Die meisten Datenpunkte scheinen sich in einem Bereich von geringer Lastdichte zu konzentrieren, während die Erzeugungsdichte ein breiteres Spektrum aufweist. Es gibt einige Ausreißer, insbesondere in der Kategorie Erzeugung, die eine relativ hohe Erzeugungsdichte bei niedriger Lastdichte zeigen.

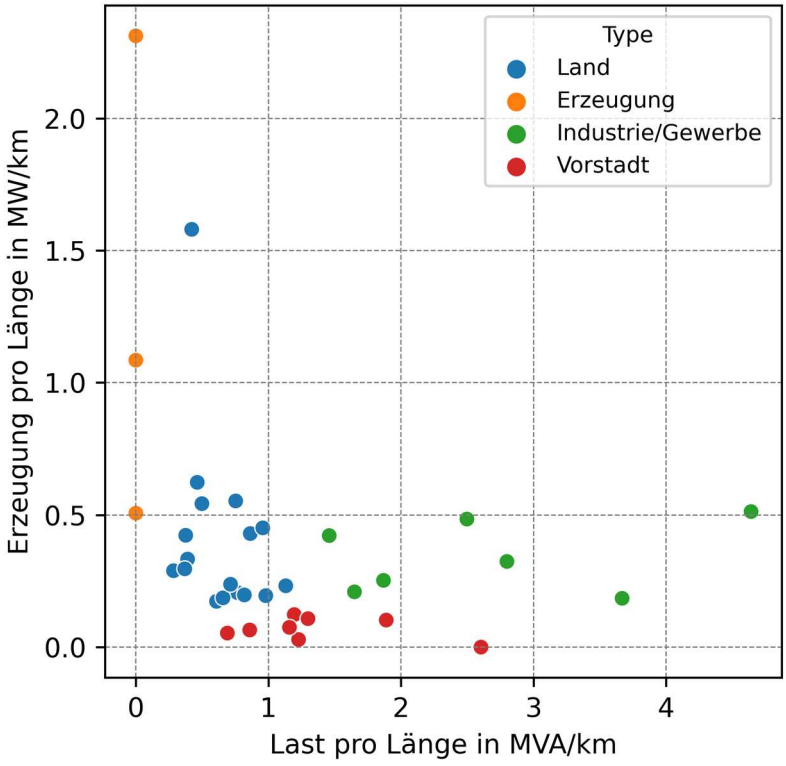


Abbildung 1: Erzeugungs- und Lastdichte in Zusammenhang mit den Kategorien der Versorgungsaufgabe.

Aus Abbildung 2 kann man erkennen, dass Land die breiteste Spannweite für die Länge aufweist, was auf eine hohe Variabilität hinweist. Industrie/Gewerbe zeigt die kleinste Spannweite, was auf eine konsistentere Verteilung der Längen in dieser Kategorie hindeutet.

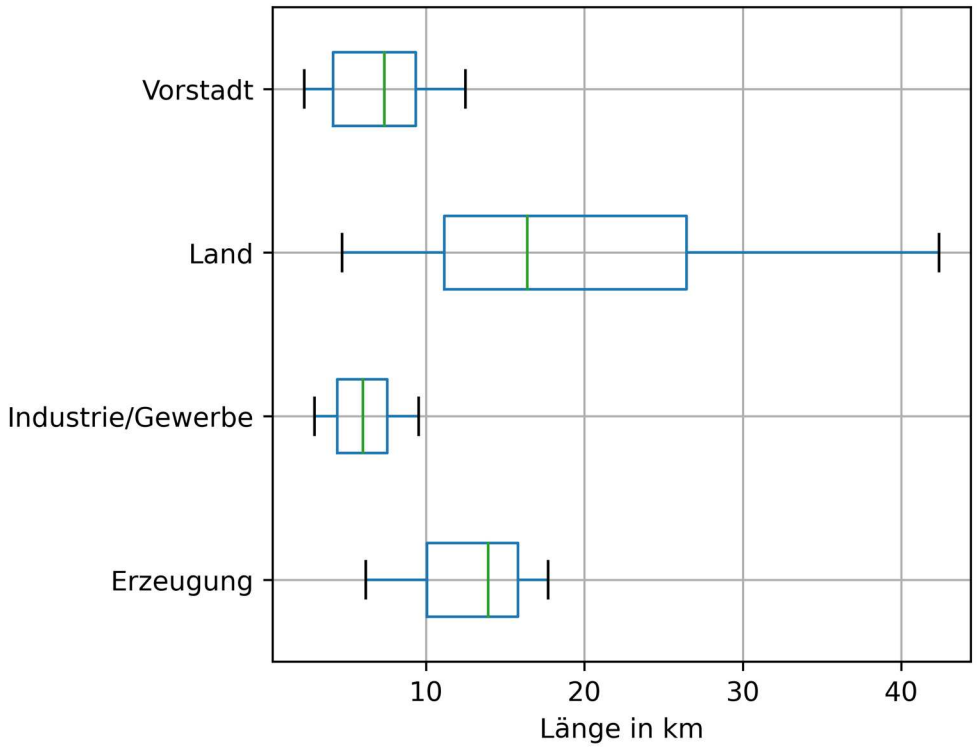


Abbildung 2: Verteilung der Leitungslängen nach Versorgungsaufgabe.

Der Median jeder Kategorie ist durch die grüne Linie dargestellt, und es scheint, dass Vorstadt und Industrie/Gewerbe ähnliche Mediane haben, während Land und Erzeugung den höchsten Median aufweisen.

Referenzen

[1] G. Kerber and R. Witzmann, “Statistische analyse von ns-verteilnetzen und modellierung von referenznetzen,” EW - Magazin fur die Energiewirtschaft, pp. 22–26, 2008.

[2] M. Lindner, C. Aigner, R.Witzmann, F.Wirtz, I. Berber, M. Godde, and R. Frings,“Aktuelle musternetze zur untersuchung von spannungsproblemen in der Niederspannung“ in 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.

4.5.3. Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb eines Umrichter-dominierten Mittelspannungsnetzes

Tobias WEINMANN(*)[1], Tobias LECHNER, Michael FINKEL, Georg KERBER[2], Bernd ENGEL[3], Till GARN

Die steigende Anzahl stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen im Zuge der Energiewende führt zu einer grundlegenden Veränderung der Energieversorgung. Der Wegfall von Großkraftwerken mit Synchronmaschinen stellt das Energieversorgungssystem vor enorme Herausforderungen. Es ist jedoch entscheidend, einen stabilen Netzbetrieb auch in einem rein stromrichterbasierten Netz mit einer dezentralen Reglerstruktur ohne den Einsatz von direktgekuppelten, rotierenden elektrischen Maschinen sicherzustellen. Das Forschungsprojekt "Fuchstal leuchtet" widmet sich dieser Problematik. Im Reallabor der Energiezukunft Fuchstal wird erforscht, ob unter der Bedingung, dass die Frequenz- und Spannungsstabilität ohne übergeordnete Kommunikation zur Netzdynamik gewährleistet werden kann, ein stabiler Netzbetrieb in der Praxis mit Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik möglich ist.

Forschungsprojekt „Fuchstal leuchtet“

Im zukünftigen deutschen Stromnetz werden Stromrichter sowohl in Erzeugungs- als auch Verbraucheranlagen dominieren. Der entsprechende Wegfall der Momentanreserve muss durch entsprechende Regelmechanismen erbracht werden. Eine zentrale Abstimmung dieser Regler, wie sie beispielsweise in kleineren Inselnetzen umgesetzt wird, kommt für ein Verbundnetz nicht in Frage. Deshalb soll im Forschungsprojekt „Fuchstal leuchtet“, welches vom BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) gefördert wird, folgende Forschungsfrage beantwortet werden:

Wie ist in der Praxis ein stabiler Netzbetrieb in einem Netz ohne zentrale Regelungsstruktur möglich, das ausschließlich von Stromrichtern gespeist und belastet wird?

Um diese Frage zu beantworten, wird das Reallabor der Energiezukunft Fuchstal genutzt. Innerhalb des örtlichen Netzes sind die erforderlichen Komponenten weitgehend vorhanden. Wie in Abbildung 1 gezeigt, ist ein Batteriespeicher mit 5,8 MW/3,35 MWh im Netz installiert. Durch den Umbau bzw. die Umparametrierung des Batteriewechselrichters wird ein netzbildender Wechselrichter aufgebaut. Außerdem gibt es zahlreiche stromrichterbasierte, erneuerbare Energieanlagen in der Gemeinde Fuchstal, darunter 4 Windkraftanlagen (WEA) mit 12 MW und PV-Anlagen im Niederspannungs- (NS) sowie Mittelspannungsnetz (MS). Diese Anlagen sind bereits in Betrieb und ihr Verhalten entspricht den aktuellen Anschlussnormen für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Netzparallelbetrieb. Zusätzlich ist eine Power-to-Heat (P2H) -Anlage mit einer regelbaren Leistung von bis zu 4,7 MW installiert.

Innerhalb des Projekts werden aufeinander aufbauende Feldversuche durchgeführt. Diese Versuche werden mit realitätsnahen Simulationsmodellen vorbereitet und begleitet, um die Modelle zu validieren und kritische Situationen vorherzusagen und zu vermeiden. Zusätzlich können durch vertiefende Untersuchungen Optimierungsmaßnahmen für den stabilen Netzbetrieb abgeleitet werden. Um die zentrale Fragestellung des Projekts final beantworten zu können, müssen zuvor kritische Aspekte und Problematiken betrachtet und behandelt werden.

[1] Tobias Weinmann, Technische Hochschule Augsburg, Tel.: 0821 5586-1015, E-Mail: Tobias.Weinmann@hs-augsburg.de, https://www.tha.de/Elektrotechnik/Tobias-Weinmann-M.-Eng..html
[2] Georg Kerber, Hochschule München, Tel.: 089 1265-3417, E-Mail: Georg.Kerber@hm.edu
[3] Bernd Engel, Technische Universität Braunschweig, Tel.: 0531 391 7740, E-Mail: bernd.engel@tu-braunschweig.de

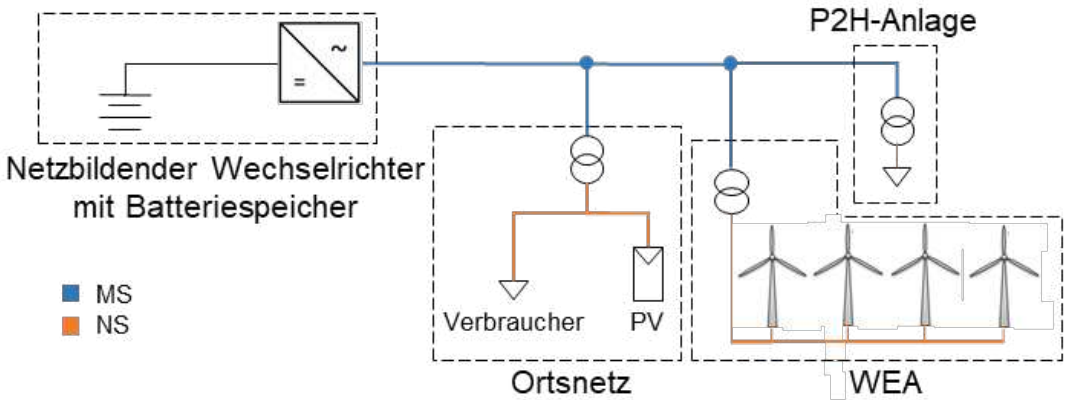


Abbildung 1: Aufbau des Netzes für das Projekt „Fuchstal leuchtet“ mit Markierung der Spannungsebenen

Ziel des Projekts ist die Entwicklung und Optimierung eines Regelungskonzepts, welches ohne Kommunikation zwischen dem netzbildenden Batteriewechselrichter und den dezentralen Erzeugungsanlagen auskommt. Der Wirk- und Blindleistungsausgleich im Inselnetz erfolgt ausschließlich über Frequenz und Spannung. Zudem erfolgt eine Berücksichtigung der in den Normen und Grid Codes für DEA hinterlegten *f(P)*- und *U(Q)*-Statiken. Das Konzept wird in zwei Stufen unterteilt: Die primäre, netzbildende Regelung fokussiert sich hauptsächlich auf die Frequenz- und Spannungssteuerung des Netzes und ermöglicht die Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussströmen [1]. Die sekundäre Regelung berücksichtigt das Frequenz- und Spannungsverhalten anderer netzfolgender Stromrichteranlagen im Netz [2, 3]. Hierbei wird eine überlagerte *f(P)*- und *U(Q)*-Statik mittels einer Droop-Regelung implementiert, wie in Abbildung 2 veranschaulicht.

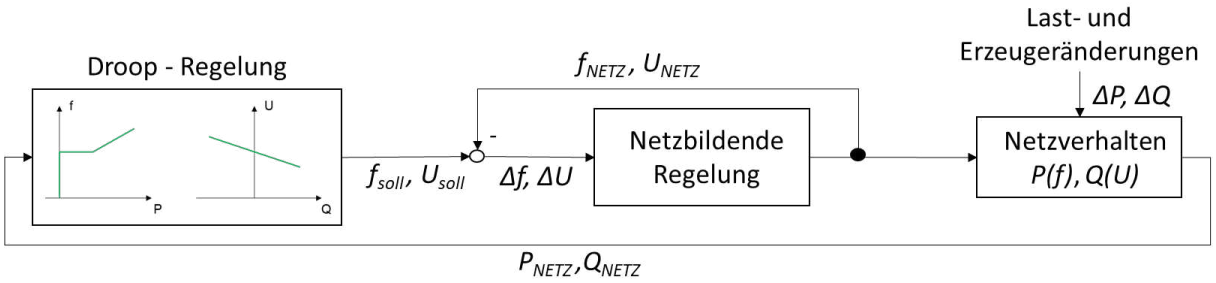


Abbildung 2: Kaskadiertes Regelungskonzept für netzbildenden Wechselrichter

Zudem liegt der Schwerpunkt auf den Auswirkungen und der Kompensation von Transienten und Unsymmetrien, insbesondere in Verbindung mit Transformator-Inrush-Strömen. Dabei werden nicht nur die Einflüsse auf die Schutztechnik und die Herausforderungen bei der selektiven Abschaltung während Störungen betrachtet, sondern auch die Analyse und Bewertung des Ausgleichs von Oberschwingungsströmen und -spannungen vorgenommen.

In der Langfassung erfolgt eine ausführliche Vorstellung des Projekts. Es wird im Speziellen auf das Wirk- und Blindleistungsregelungskonzept sowie auf die konkreten Betriebsbedingungen des aufgebauten Inselnetzes eingegangen. Zudem werden die zu erwartenden Problemstellungen aufgezeigt und diskutiert.

Referenzen

[1] U. Peter, „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods“, energies, Jg. 13, Nr. 10, S. 1–21, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2589

[2] T. Lechner, „Frequency droop characteristic for grid forming battery inverters - operation in islanded grids with the infeed of distributed generation systems“ in CIRED 27th International Conference on Electricity Distribution, S. 1–5. [Online]. Verfügbar unter: https://ieeexplore.ieee.org/document/10267706

[3] S. A. Ayodeji, „Analysis of voltage rise phenomena in electrical power network with high concentration of renewable distributed generations“, nature Scientific Reports, Jg. 12, Nr. 7815, S. 1–22, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.nature.com/articles/s41598-022-11765-w

4.5.4. Day-Ahead Netzzustandsprognose auf Mittelspannungsebene mit Neuronalen Netzen

Sebastian STORCH(*)[1], Michael FINKEL, Martin UHRIG, Michael KREISSL, Lothar BEHRINGER

Motivation und Inhalt

Die Energie-, Verkehrs- und Wärmewende stellen die elektrischen Energieversorgungsnetze vor große Herausforderungen. Durch eine hohe Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen und eine steigende Zahl elektrischer Verbraucher verändern sich die Netzeinspeisungen und -bezüge erheblich. Hierdurch ist im Mittel- und Niederspannungsnetz mit Engpässen zu rechnen. Zeitgleich liefern Modelle der Künstlichen Intelligenz (KI) aufgrund effizienterer Trainingsalgorithmen und neuer Anwendungsverfahren immer beeindruckendere Ergebnisse. Es liegt nahe, die Herausforderungen im Verteilnetz mit dem Potenzial der KI zu bewältigen [1]. Eine konkrete Anwendung ist eine Day-Ahead Zustandsprognose des Mittelspannungsnetzes mit Hilfe von Neuronalen Netzen. Eine derartige Prognose liefert Auskunft über Flexibilitäten im Netz, auf deren Basis Schalt- und Redispatchmaßnahmen gesteuert werden können. Eine Sensitivitätsanalyse des Verfahrens liefert zudem Aufschluss darüber, welchen Einfluss Messgeräte an den Netzstationen haben. Hieraus ergeben sich Asset-strategisch relevante Schlüsse darauf, an welchen und an wie vielen Stationen Messgeräte angebracht werden sollten, um ein Kosten-Nutzen-optimales Prognoseergebnis zu erhalten.

Methodik

Der Netzzustand setzt sich aus den Leitungsauslastungen und den Knotenspannungen zusammen. Dieser wird auf Basis der verfügbaren Daten eines Tages für den Folgetag prognostiziert. Die Vorhersage wird durch die Verknüpfung von zwei neuronalen Netzen realisiert. Die Prognose wird für einen Mittelspannungsabschnitt ermittelt, der aus den Knotenpunkten $v_1, \dots, v_n$ und den Leitungen $e_1, \dots, e_m$ besteht. Die Knoten $v_1, \dots, v_k$ mit $k \leq n$ seien mit Messgeräten ausgestattet. Ziel ist es, auf Basis der aktuellen Messwerte an diesen Knoten die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen im gesamten Netzabschnitt für den Folgetag zu prognostizieren. Dies geschieht in zwei Einzelschritten, die jeweils von einem neuronalen Netz ausgeführt werden (Abbildung 1).

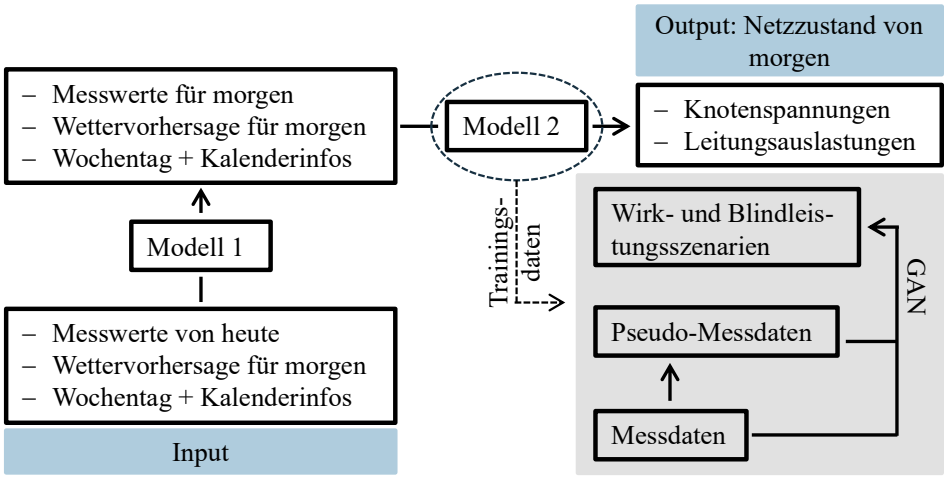


Abbildung 1: Schematisches Vorgehen bei der Netzzustandsprognose für den Folgetag.

[1] TH Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg (DE), +49 821 5586 3095, sebastian.storch@hs-augsburg.de, www.tha.de
[2] LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg (DE), www.lew-verteilnetz.de
[3] SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München (DE), www.swm.de
Stadtwerke Neuburg a. d. Donau, Heinrichsheimstraße 2, 86633 Neuburg a. d. Donau (DE), www.stadtwerke-neuburg.de

Zunächst werden die Messwerte an den Punkten $v_1, \dots, v_k$ für den nächsten Tag in Abhängigkeit der aktuellen Messungen, der Wettervorhersage und Kalenderinformationen (Werktag, Samstag, Feiertag) vorhergesagt. Dies erfolgt durch ein autoregressives neuronales Netz mit zwei Long-Short-Term-Memory-Schichten und einer vollständigen Schicht (Modell 1). Auf Grundlage dieser Prognose bestimmt ein neuronales Feed-Foreward-Netz (Modell 2) die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen im gesamten Netzabschnitt. Die Trainingsdaten für die Entwicklung von Modell 1 sind durch die Messdaten an $v_1, \dots, v_k$ gegeben. Zur Erzeugung von Trainingsdaten für Modell 2 werden Netzberechnungen durchgeführt, wobei durch das Anlegen von Wirk- und Blindleistung an den Knotenpunkten $v_1, \dots, v_n$ die Knotenspannungen und prozentualen Leitungsauslastungen ermittelt werden. Für die Sammelschienen mit Messgeräten $v_1, \dots, v_k$ ist die Wirk- und Blindleistung bekannt, an den übrigen Knoten wird eine Annahme durch Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen getroffen. Liegt der Input für die Netzberechnung mithilfe der Mess- und Pseudo-Messdaten vor, wird dieser durch ein Generatives Adversariales Netz (GAN) erweitert. Dies erhöht die Anzahl der Szenarien bei der Zustandsermittlung und macht die Schätzung stabiler.

Während die einzelnen Modelle (Modell 1, Modell 2, GAN) in der Literatur bereits thematisiert wurden, zeichnet sich dieser Ansatz durch die Verknüpfung der Modelle unter Verwendung realer Netz- und Messdaten aus. Dies ermöglicht eine konkrete Bestimmung der Gesamtabweichung der verketteten Modelle.

Ergebnisse

Die Ergebnisse beziehen sich auf einen Mittelspannungsabschnitt eines kleinstädtischen Verteilnetzbetreibers mit 14 Netzstationen. Auch Industriebetriebe und ein großer PV-Park sind angeschlossen. An allen Stationen waren im Jahr 2022 Messgeräte installiert, die Wirk- und Blindleistung in 15-minütiger Auflösung gemessen haben. Diese Daten dienen als Trainingsdaten für die Modelle.

Basismodell

Unter der Annahme, dass alle Messwerte bekannt sind und im Netzbetrieb live ausgelesen werden können, weisen die Prognosen des Netzzustands geringe Abweichungen vom Ist-Wert auf. Die über die Leitungsmenge gemittelten Abweichungen der Prognose vom Ist-Wert an einer Testmenge von Tagen, die im Training nicht einbezogen wurde, sind in Abbildung 2 zu sehen.

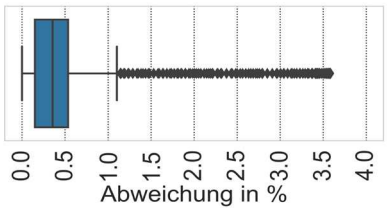


Abbildung 2: Gemittelte absolute Abweichungen der Leitungsauslastungsprognose vom tatsächlichen Wert.

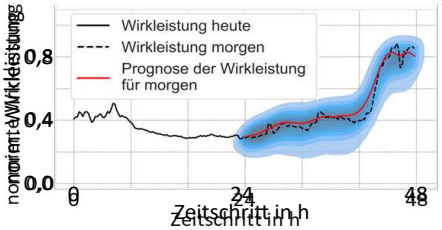


Abbildung 3: Wirkleistungsprognose mit Abweichungsverteilung

Lastspitzenbehandlung

Insbesondere bei Last- und Einspeisespitzen neigen die Modelle 1 und 2 dazu, den tatsächlichen Wert zu unterschätzen. Da diese Extremszenarien wegen möglicher Grenzwertverletzungen von hoher Relevanz sind, wurden zwei Verfahren implementiert, die es erlauben, diese Extrema zu berücksichtigen. Durch eine Kerndichteschätzung der Abweichungen von Modell 1 werden Intervalle berechnet, die den Bereich angeben, in dem der tatsächliche Wert am wahrscheinlichsten liegt (Abbildung 3). Der Übergang zum 5 %-Perzentil-Intervall führt dazu, dass die Unterschätzung von Extrema durch Modell 1 beseitigt wird. Auf der anderen Seite wird die Menge der extremen Last- und Einspeiseszenarien in den Trainingsdaten von Modell 2 mithilfe eines GAN künstlich vervielfältigt. Durch eine höhere Gewichtung der Extremszenarien in den Trainingsdaten, verschwindet die Unterschätzung von Auslastungsspitzen in Modell 2.

Sensitivitätsanalyse

Da auf Mittelspannungsnetzebene in der Regel keine vollständige Durchdringung mit Messgeräten besteht, wird außerdem untersucht, wie die Qualität der Netzzustandsprognose abnimmt, wenn anstelle realer Messwerte nur Pseudo-Messwerte verwendet werden. Dabei zeigt sich, dass sich der Prognosefehler bei ausschließlicher Verwendung von Pseudomesswerten gegenüber dem Basismodell verdoppelt. Zudem wird ein Verfahren aufgezeigt, mit dem festgelegt werden kann, welche und wie viele Stationen mit Messgeräten ausgestattet werden müssen, um eine gewünschte Genauigkeit zu erzielen.

Referenzen

[1] M. Klobasa, P. Plötz, S. Pelka und L. Vogel, „Künstliche Intelligenz für die Integrierte Energiewende," Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, Dez. 2019.

4.5.5. Netzwerkvirtualisierung in LEO-Satellitensysteme für sichere Konnektivität und Überwachung der Infrastruktur im Energiesektor

Anna VOLKOVA(*)[1], Hermann DE MEER

Motivation

Der Übergang zu erneuerbaren Energiequellen in der Energieversorgung wird durch europäische Klimaziele und die Marktfähigkeit der dezentralen Energietechnik vorangetrieben. Im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Cybersicherheit und Nachhaltigkeit unterstreicht der Übergang zu einem dezentralen und digitalisierten Energiesystem die Bedeutung hochsicherer Kommunikationstechnologien. Während einige der Kommunikationsbedürfnisse durch die Installation eines eigenen Kommunikationsnetzes gelöst wurden, fordert die Energiewirtschaft mit der zunehmenden Anzahl flexibler Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene neue flexible, skalierbare und vertrauenswürdige Kommunikationslösungen

Dedizierte zellulare Netzwerke zeigen das Potenzial, Konnektivität für die Anlagen des Stromnetzes bereitzustellen. Allerdings sollte ein Kommunikationsnetz für das künftige Energiesystem viel mehr als nur eine grundlegende Konnektivität bieten. Darüber hinaus sollte das Kommunikationsnetz ausreichend robust sein, um den möglichen Auswirkungen des Klimawandels standzuhalten. In dieser Arbeit wird untersucht, wie zusätzliche Dienste wie umfassende Datenerfassung und -aggregation, Anlagenüberwachung und -steuerung sowie Datenverarbeitung am Netzrand für die künftigen Energiesysteme bereitgestellt werden können. Diese zusätzlichen Funktionen werden durch die Diversifizierung des Netzes durch die Einführung einer nicht-terrestrischen, widerstandsfähigen Netzschicht realisiert. Hierfür wird die LEO-Satellitenkommunikation verwendet, die die Kommunikation zwischen weit auseinander liegenden und küstennahen Netzanlagen sowie mehrere zusätzliche Dienste wie Edge Computing, Echtzeit-Wettervorhersage, intelligente Infrastrukturüberwachung und -steuerung für alle Mobilfunk-Standards von LTE bis 6G [1] gewährleisten kann.

Kleinsatellitensysteme können sowohl im Normal- als auch im Notbetrieb eingesetzt werden. Im Katastrophenfall sollten sichere und exklusiv verfügbare Verbindungen zur Verfügung stehen. Während der normalen Arbeit kann gleichzeitig ein Mehrwert für den Anwender entstehen, beispielsweise mit Überwachungsdiensten im Rahmen des Anlagenschutzes oder mit Netzwerküberwachung, wie der Leitungsüberwachung.

In Kombination mit dem bestehenden terrestrischen Netz bilden solche Netze ein intelligentes, widerstandsfähiges hybrides satelliten-terrestrisches Netz. In solchen Netzen ist es äußerst wichtig, zwischen den verschiedenen Betriebsarten und Datenverkehrstypen zu unterscheiden, die von den verschiedenen Diensten des hybriden Netzes erzeugt werden. Während Methoden zur Klassifizierung des Verkehrs und zur Qualitätssicherung (Quality of Service, QoS) in konventionellen Netzen bekannt sind, stellen hybride Netze aufgrund des dynamischen Netzverhaltens, der begrenzten Verfügbarkeit bestimmter Knoten im beobachtbaren Bereich und der begrenzten Ressourcen des LEO-Satelliten zusätzliche Herausforderungen dar. Um dieses Problem zu lösen, wurde eine Methode entwickelt, die eine Klassifizierung und Priorisierung des Datenverkehrs in hybriden satelliten-terrestrischen Netzen sowie Methoden zur Modellierung und Simulation von satelliten-terrestrischen Netzen ermöglicht.

Methodologie

Damit ein LEO-satellitengestütztes Netz allen möglichen Herausforderungen standhalten kann, ist es notwendig, dass das Kommunikationssystem flexibel gestaltet ist. Diese Arbeit diskutiert einen Ansatz zur Nutzung von Virtualisierung von Netzdiensten (z.B. Knotenadressierung auf den verschiedenen Netzebenen), die je nach Bedarf und Verfügbarkeit im wechselnden Ressourcenpool zugeteilt werden können. Die Netzwerkvirtualisierung ist eine fortschrittliche Technologie zur Entkopplung von

[1] Universität Passau, Innstr. 43, 94032 Passau, Deutschland, +498515093051, (anna.volkova, hermann.demeer)@uni-passau.de, https://www.fim.uni-passau.de/en/computer-networks

Kommunikationsnetzfunktionen, wie z. B. Routing, von der Hardware und gewährleistet somit eine bessere Ausfallsicherheit [2]. Dies garantiert nicht nur eine höhere Verfügbarkeit von Kommunikationsverbindungen, sondern auch eine ausreichende QoS und die Fähigkeit, unabhängige Datenverkehrsklassen zu bilden. Solche Datenverkehrsklassen bieten die Zusicherung, dass die für die Übermittlung der Informationen (z. B. Steuerbefehle mit hoher Priorität) erforderlichen Ressourcen stets verfügbar sind. In dieser Arbeit werden die verschiedenen Verkehrsklassen, deren Verwaltung und optimale Verteilung im Hinblick auf die verfügbaren Ressourcen demonstriert.

Außerdem gibt es derzeit jedoch keinen Ansatz zur Bewertung der Leistung der Netzwerkvirtualisierung in hybriden LEO satelliten-terrestrischen Netzwerken für die Kommunikation im Stromnetz. Um diese Lücke zu schließen, wurde ein detailliertes Vorgehen entwickelt, das die Entwicklung und Bewertung von Verkehrsklassifizierungsmethoden auf Basis von Netzwerkvirtualisierung für hybride Netzwerke vereinfacht. Der Ansatz besteht aus mehreren Schritten. In einem ersten Schritt werden realistische Kommunikationsnetz- und Stromnetzszenarien mit unterschiedlichen Dimensionen und Auflösungen erstellt. Dann werden Methoden zur Verkehrsklassifizierung und Verteilung der benötigten Ressourcen implementiert. Mit einem Simulationsverfahren wird schließlich die Leistung der Verkehrsklassifizierung in hybriden LEO-Satelliten-terrestrischen Netzen untersucht.

Ergebnisse

Zu den zu evaluierenden Dienstleistungen gehören der Datenaustausch von kritischen Referenzwerten, die Datenerfassung von intelligenten Zählern und Statusaktualisierungen von größeren erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Wir zeigen, wie der verfügbare Satellitenfunkkanal durch den Einsatz von Netzwerkvirtualisierung aufgeteilt werden kann, und schlagen verschiedene Strategien für die Platzierung virtueller Netzwerkfunktionen auf den begrenzten Hardwareressourcen des Satelliten vor. Die Ergebnisse demonstrieren die Einsetzbarkeit der Methode für verschiedene Szenarien, die auf der Grundlage öffentlich verfügbarer Daten erstellt wurden.

Wir erörtern außerdem, wie dieser Ansatz in die derzeit eingesetzten dedizierten LTE-basierten Netze und in die kommenden 6G-Netze integriert werden kann. Der letzte Punkt ist besonders interessant, da sich die künftige 6G-Mobilfunkstandards im Vergleich zu den LTE-Mobilfunkstandards auf die Virtualisierung von Netzwerkfunktionen konzentrieren und die nahtlose Integration zusätzlicher fortschrittlicher Funktionen ermöglichen. Darüber hinaus zielen 6G-Netze darauf ab, fortschrittliche Satellitentechnologien als Garantie für eine hohe Netzleistung zu unterstützen [3]. Ein Ansatz für die nahtlose Integration der expliziten Unterstützung für den Energiesektor sowohl für LTE- als auch für 6Gbasierte Netze ist eine grundlegende Anforderung für das laufende Jahrzehnt.

Referenzen

[1] X. Fang, W. Feng, T. Wei, Y. Chen, N. Ge und C.-X. Wang, „5G Embraces Satellites for 6G Ubiquitous IoT: Basic Models for Integrated Satellite Terrestrial Networks," IEEE Internet of Things Journal, Bd. 8, Nr. 18, pp. 14399-14417, 2021.

[2] [2] A. Fischer, J. F. Botero, M. T. Beck, H. de Meer und X. Hesselbach, „Virtual Network Embedding: A Survey," IEEE Communications Surveys & Tutorials, Bd. 15, Nr. 4, pp. 1888-1906, 2013.

[3] [3] M. Giordani und M. Zorzi, „Satellite Communication at Millimeter Waves: a Key Enabler of the 6G Era," in 2020 International Conference on Computing, Networking and Communications (ICNC), 2020

4.6. SCHWARZSTART UND INSELNETZE

4.6.1. Schwarzstart, Betrieb und Synchronisation eines umrichterbasierten Inselnetzes geführt durch einen netzbildenden Batteriespeicher

Carolin VOGEL(*)[1], Anja UFKES[2], Rolf WITZMANN

Motivation

Die Entwicklung der Versorgungsstruktur, weg von wenigen zentralen Großkraftwerken hin zu vielen, zunehmend umrichterbasierten, dezentralen Erzeugungseinheiten erfordert ein Umdenken in der Netzführung, um auch zukünftig eine zuverlässige und stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Gleichzeitig rückt die Entwicklung von Konzepten zur Bewältigung großflächiger Versorgungsausfälle in den Fokus. [1] Historisch wird die Notversorgung kritischer Infrastrukturen (z. B. Krankenhäuser) priorisiert [2]. Auch für Industriebetriebe ist die Weiterversorgung im Falle von Versorgungsausfällen jedoch von Bedeutung, da sonst erhebliche materielle und wirtschaftliche Schäden entstehen können.

Im Forschungsprojekt INZELL (Netzstützung und Systemdienstleistungserbringung durch eine Industriezelle mit Inselnetzfähigkeit und Erneuerbaren Energien) wird ein ganzheitliches Konzept für die Weiterversorgung eines Mittelspannungswerksnetzes entwickelt. Grundlage für die Versorgung des Werksnetzes im Inselnetzbetrieb bilden ein schwarzstartfähiges Batteriespeichersystem (BESS) mit netzbildender Funktion sowie vorhandene Photovoltaik- und Windkraftanlagen. [3] Im Rahmen eines ersten Feldversuchs zur Erprobung des Inselnetzbetriebs mittels netzbildendem BESS wurde ein vereinfachter Inselnetz-Testaufbau am Campus der OTH Regensburg errichtet [4]. Die Erkenntnisse des Feldversuchs fließen u. a. in die Modellbildung zur simulativen Untersuchung des Werksnetzes ein.

Testaufbau und Untersuchungsschwerpunkte

Im Gegensatz zum Mittelspannungswerksnetz (20 kV), befindet sich der Inselnetz-Testaufbau auf Niederspannungsebene (0,4 kV). Lastseitig sind eine ohmsch-induktive Lastbank (GLB, ≤ 1000 kVA), eine Asynchronmaschine (ASM, 11 kW) und eine Kondensatorbank (C-Bank, 35 kvar) vorhanden. Erzeugungsseitig ist neben dem BESS (68,5 kVA) auch ein Notstromaggregat (NEA, 40 kVA) vorhanden. Beide Erzeugungseinheiten können sowohl netzbildend als auch netzparallel betrieben werden, wobei der Fokus der Untersuchungen auf dem netzbildenden Verhalten des BESS liegt. Der grundsätzliche Aufbau des Inselnetzes mit netzbildendem BESS ist in Abbildung 1 dargestellt.

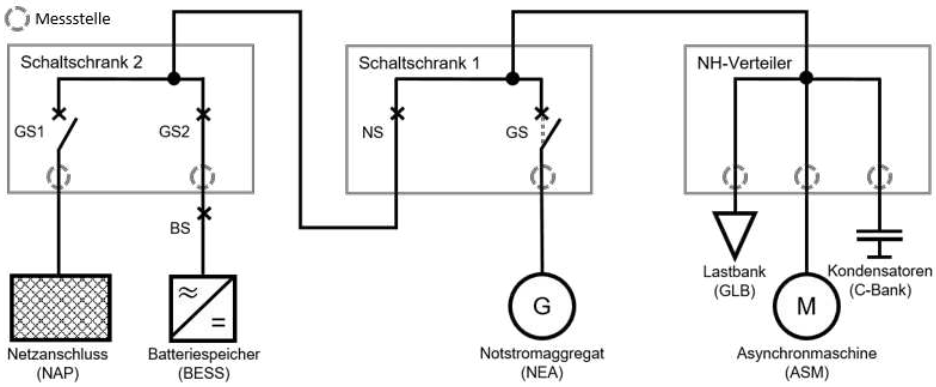


Abbildung 1: Schematische Darstellung des 0,4 kV Inselnetzes mit netzbildendem BESS

[1] Technische Universität München, TUM School of Engineering and Design, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, D-80333 München, https://www.epe.ed.tum.de/hsa
Tel.: 0049 89 289-25090, E-Mail: carolin.vogel@tum.de
[2] Technische Universität Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Leibnizstraße 28, D-38678 Clausthal-Zellerfeld

Im Rahmen der Versuche im Inselnetz-Testaufbau werden die folgenden Anwendungsfälle untersucht:

- Inselnetzbildung und -betrieb mit einem netzbildenden Erzeuger
- Inselnetzbildung und -betrieb mit einem netzbildenden und einem netzparallelen Erzeuger
- Inselnetzbildung und -betrieb mit zwei netzbildenden Erzeugern
- Synchronisation des Inselnetzes mit dem öffentlichen Netz

Ziel der Untersuchungen ist es, den Einfluss der im Inselnetz verfügbaren Stellgrößen auf Spannung und Frequenz für jeden der genannten Anwendungsfälle zu identifizieren. Dabei werden u. a. folgende Größen variiert: Steigung der *f(P)*- bzw. *U(Q)*-Statik des BESS durch Anpassung der Referenzwerte für *U*, *f*, *P* und *Q*, Nennleistung des BESS durch Zu- oder Abschalten einzelner Umrichtereinheiten, Auslastung des BESS durch Zu- oder Abschaltung zusätzlicher Last- und/oder Erzeugungsleistung.

Erste Ergebnisse

Die Ergebnisse der Versuche zum Schwarzstart und Betrieb des Inselnetzes sowie zur anschließenden unterbrechungsfreien Synchronisation mit dem öffentlichen Netz werden in der Langfassung detailliert vorgestellt. In Abbildung 2 sind exemplarisch die 10 ms-RMS-Messdaten von ohmsch-induktiven Lastsprüngen im Inselnetz (links) sowie Versuchen zur Synchronisation (rechts) dargestellt. Generell zeigt sich ein stabiles Spannungs- und Frequenzverhalten im Inselnetz entsprechend der hinterlegten *f(P)*- bzw. *U(Q)*-Statiken des netzbildenden BESS. Dies gilt sowohl für ohmsch-induktive Belastungen mit der GLB oder dem NEA als auch für die Zuschaltung der ASM oder der C-Bank. Selbst bei hohen Belastungen des BESS mit bis zu 150 % der Nennleistung werden Spannung und Frequenz auf den anhand der Statiken einzustellenden Werten gehalten. Zum Zusammenbruch des Inselnetzes kommt es nur bei Versuchen, die explizit zur Erfassung des Abbruchverhaltens des BESS durchgeführt werden.

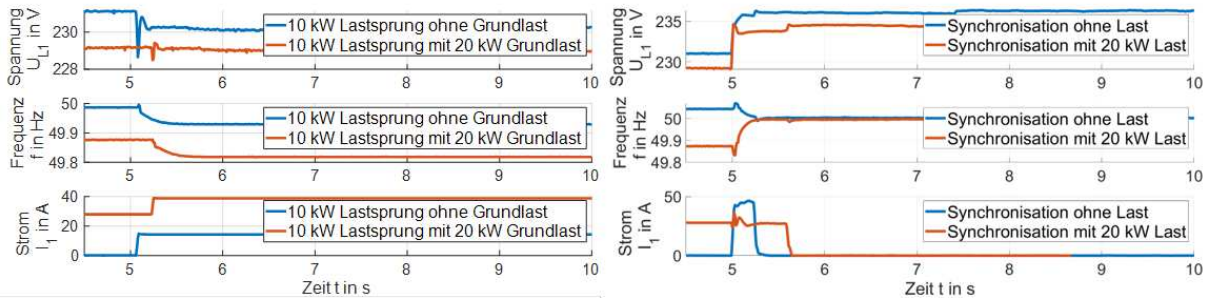


Abbildung 2: Zeitverläufe (10 ms-RMS-Messdaten) verschiedener Inselnetzversuche mit netzbildendem BESS, links: ohmsch-induktive Belastung durch GLB mit cos(ϕ)=0,9; rechts: Synchronisation mit dem öffentlichen Netz

Referenzen

[3] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Was bei einem Blackout geschieht - Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls“, Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag - 33, Berlin, 2010.

[4] M. Nuschke, „Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz“, Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, 2021.

[5] Projektwebsite INZELL, [Online]. https://forschungsprojekt-industriezelle.de/

[6] L. Brey, „Erprobung von Inselnetz-Betriebsstrategien im Outdoor-Leistungslabor am Campus der OTH Regensburg“, 2023. [Online]. https://forschungsprojekt-industriezelle.de/blog-post/

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

4.6.2. Einbindung von Photovoltaik-Anlagen in Inselnetze auf Verteilnetzebene zur Unterstützung der Aufrechterhaltung kritischer Infrastrukturen während eines Blackouts

Giuseppe PULEO(*)[1], Maximilian MÜTHERIG[2], Markus ZDRALLEK[3], Dirk ASCHENBRENNER[4]

Kurzfassung

Der Ausfall Kritischer Infrastrukturen (KRITIS) hat schwerwiegende Folgen für die öffentliche Sicherheit moderner Gesellschaften in Industrienationen [24]. Im Falle eines großflächigen langandauernden Blackouts müssen diese also schnellstmöglich wieder mit elektrischer Energie versorgt werden. Damit die Versorgung nicht nur von den bisherigen zeitlich begrenzten lokalen Notstromversorgungskonzepten abhängig ist, sollte auf Verteilnetzebene möglichst schnell ein Inselnetz aufgebaut werden. Das Inselnetz wird dabei von einem dezentralen netzbildenden Kraftwerk, dem sogenannten Netzbildner, aus verschaltet, damit der Netzwiederaufbau unabhängig vom Transportnetz geschehen kann [25].

Als Netzbildner eignen sich schwarzstartfähige Synchrongeneratoren mit einer Drehzahl- und Spannungsregelung. Über ein ausreichendes Maß an Massenträgheit erlauben sie schrittweise Lastzuschaltungen im Inselnetz und können es über ihre Regelung in einen stabilen Netzzustand zurückführen [26]. Ein Synchrongenerator besitzt jedoch limitierte Scheinleistungskapazitäten, mit denen im äußersten Fall nicht jede KRITIS in einem definierten Netzabschnitt mit elektrischer Energie versorgt werden kann. Zu diesem Zweck ist es wichtig auch vorhandene Photovoltaik (PV)-Anlagen in das Inselnetz einzubinden. Diese erlauben es das Inselnetz im Falle von volatiler Einspeisung zeitweise zu vergrößern. Das bedeutet, dass das Inselnetz beim Wegfall der PV-Einspeisung auch wieder verkleinert werden muss. Die volatile Einspeisung von PV-Anlagen führt jedoch zu unregelmäßigen Leistungsflüssen im Inselnetz, welche der Netzbildner kontinuierlich ausregeln muss. Die Zu- und Abschaltung von Netzabschnitten muss sicher durchgeführt werden, ohne dass das aufgebaute Inselnetz aufgrund der zusätzlichen Dynamik wieder zusammenbricht. Dazu braucht es ein Konzept, welches die Zeitpunkte der Zu- und Abschaltungen mit dem Fokus auf die Inselnetzstabilität bestimmen kann.

Methodik

Da das tägliche Einspeiseprofil von PV-Anlagen je nach Sonnenstunden und Bewölkungsgrad sehr unterschiedlich ausfallen kann, werden zunächst verschiedene Einspeiseprofile anhand eines realen Beispiels analysiert. Dazu werden Tagesmessungen einer ausgewählten Anlage miteinander verglichen, um aus einer großen Menge an Einspeiseprofilen aussagekräftige Standardprofile herauszuarbeiten.

Als Nächstes wird das Modell erläutert, nach welchem das Inselnetz mit Berücksichtigung der PV-Einspeisung vergrößert und wieder verkleinert wird. Zentraler Bestandteil dieses Modells sind der momentane Arbeitspunkt des Netzbildners und die Reserve seiner Scheinleistungskapazitäten, über welche plötzlich aufkommende Volatilitäten der PV-Einspeisung abgefedert werden können. Hierzu werden alle notwendigen mathematischen Größen präsentiert, welche für die Berechnung der Zu- und Abschaltzeitpunkte zusätzlicher Lasten notwendig sind. Außerdem wird der Vorteil der Abregelung von PV-Anlagen auf die Netzstabilität im Inselnetz erläutert. Auf diese Weise lassen sich die kurzzeitigen

[1] Bergische Universität Wuppertal, Gaußstraße 20, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1939, +49 202 439 1977, puleo@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de
[2] Bergische Universität Wuppertal, Gaußstraße 20, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1939, +49 202 439 1977, muetherig@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de
[3] Bergische Universität Wuppertal, Gaußstraße 20, 42119 Wuppertal, +49 202 439 1976, +49 202 439 1977, zdrallek@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de
[4] WSW Netz GmbH, Schützenstr. 34, 42281 Wuppertal, +49 202 758 97305, +49 202 758 9738005, dirk.aschenbrenner@wsw-netz.de, www.wsw-netz.de

Spitzen bei sehr volatiler PV-Einspeisung eliminieren, wodurch ein konstanteres Einspeiseprofil erreicht wird. Abschließend wird erläutert, welche Anforderungen ein Inselnetz erfüllen muss, damit das Modell darauf anwendbar ist. Zuletzt wird das Modell simulativ auf die herausgearbeiteten Standardprofile angewandt. Dazu werden die verschiedenen Test-Szenarien und die Simulationsergebnisse vorgestellt. Die Anwendung der Abregelung wird innerhalb der Test-Szenarien ebenfalls untersucht.

Ergebnisse

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Ergebnisse eines Simulationstests mit einem Synchrongenerator als Netzbildner dar. Dieser ist zu 80% ausgelastet und soll mit einer weiteren Last von einem Megawatt belastet werden ohne dabei seinen derzeitigen Auslastungsgrad zu überschreiten. Um das zu erreichen, wird ein PV-Park mit einer Höchstleistung von 10 Megawatt in das Inselnetz integriert. Abbildung 1 stellt das Einspeiseprofil des PV-Parks dar. In Abbildung 2 ist zu erkennen, dass das tatsächliche Einspeiseprofil des PV-Parks zu Schwankungen der elektrischen Frequenz des Inselnetzes außerhalb der vorgeschriebenen Grenzen für öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetze zwischen 47 und 52 Hertz führt [4]. Dies folgt aus den ständigen Regelungsantworten des Netzbildners auf die volatile Einspeisung des PV-Parks. Um diesem Problem entgegenzuwirken, wird die Höchstleistung des PV-Parks in diesem Szenario auf ca. 20% abgeregelt. Dadurch lassen sich die kurzzeitigen Spitzen aus dem Einspeiseprofil eliminieren und eine konstantere Wirkleistungseinspeisung von ca. zwei Megawatt erreichen (siehe Abbildung 1). Daraus folgt eine geringere Anzahl an Schwankungen und ein geringerer Ausschlag der elektrischen Frequenz des Inselnetzes (siehe Abbildung 2). Demzufolge kann der Netzbilder in einem stabileren Arbeitspunkt betrieben werden. Die zusätzliche Last wird in der Simulation mit Hilfe der PV-Einspeisung für ca. neun Stunden versorgt. Zu- und Abschaltzeitpunkt werden so gewählt, dass nur die erzeugte Wirkleistung des PV-Parks genutzt wird (siehe Abbildung 1) und der Netzbildner nicht weiter belastet werden muss.

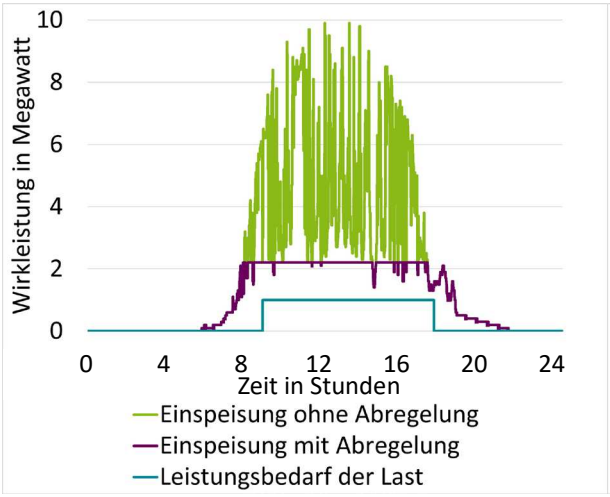


Abbildung 5: Einfluss der PV-Abregelung auf das Einspeiseprofil

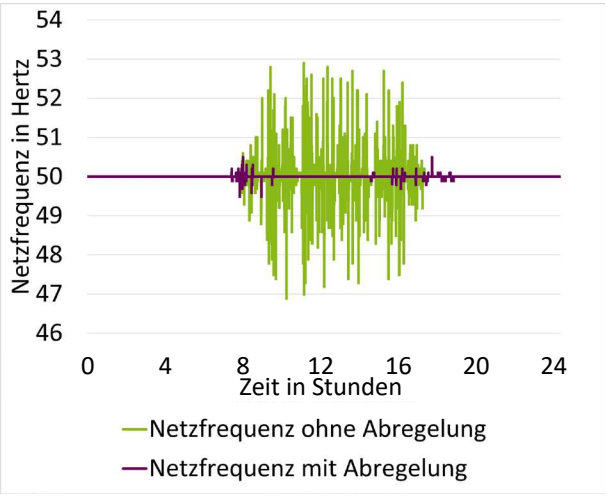


Abbildung 6: Einfluss der PV-Abregelung auf die elektrische Frequenz im Inselnetz

Referenzen

[1] Bundesministerium des Innern und für Heimat, “Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie),” Juni 2009.

[2] G. Puleo, M. Mütherig, M. Zdrallek, D. Aschenbrenner, “Islanding algorithm for the resupply of critical infrastructures during a prolonged blackout,” ETG Kongress 2023, Kassel, 25.-26. Mai 2023.

[3] C. Steinhart, Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität, München: Verlag Dr. Hut, 2020.

[4] DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 40160:2010 + Cor.:2010, Berlin: Beuth Verlag, 2011.

4.6.3. Simulative Untersuchung des stationären und dynamischen Betriebsbereichs eines Synchrongenerators im Inselnetzbetrieb

Johanna TIMMERMANN(*)[1], Simon HÖTZEL, Claudia BERNECKER-CASTRO, Rolf WITZMANN, Tobias LECHNER[2], Sebastian SEIFRIED, Michael FINKEL, Dirk MENKER[3], Christian DELLMANN[4], Günther STÖRZER[5]

Motivation und Zielsetzung

Trotz der geringen Wahrscheinlichkeit des Auftretens von großflächigen und langanhaltenden Stromausfällen in Europa, kann dies durch extreme Wetterbedingungen, menschliches Versagen oder Terrorismus nicht ausgeschlossen werden [27]. Wie in [28] dargestellt, bietet die Notstromversorgung über ein Inselnetz, welches von lokalen Stromerzeugern gespeist wird, eine Möglichkeit für solche Szenarien die Krisenvorsorge sicherzustellen.
Die Umsetzbarkeit, sowie die Planung und Analyse möglicher Betriebsfälle in einem Inselnetzen kann durch ein Simulationsmodell erfolgen. Eine realitätsnahe und aussagekräftige Modellierung hängt maßgeblich von der Genauigkeit der einzelnen Modellkomponenten ab. Bei Verwendung eines Synchrongenerators als Führungskraftwerk, ist dieser eine zentrale Komponenten für die Modellierung des Inselnetzbetriebs. Die Berücksichtigung der Belastungsgrenzen ist für den Inselnetzbetrieb von entscheidender Bedeutung, da der Synchrongenerator als einziger Erzeuger den Lastanforderungen gerecht werden muss. Der Betriebsbereich eines Synchrongenerator wird unter anderem durch die Nachbildung der Erregerschutzfunktionen modelliert. Dies ermöglicht dynamische Untersuchungen in den Grenzbereichen. Mit dem Simulationsmodell lässt sich dadurch der zulässige statische als auch dynamische Betriebsbereich eines Synchrongenerators im Inselnetz bestimmen. Der statische Betriebsbereich geht aus den zulässigen Belastungsgrenzen im Dauerbetrieb hervor [29]. Die dynamischen Belastungsgrenzen beschreiben den kurzzeitigen Betrieb eines Synchrongenerators außerhalb seiner stationären Betriebsgrenzen. Eine genaue Modellierung ermöglicht geringere Reservekapazitäten, die bei der Planung und Auslegung des Inselnetzbetriebs berücksichtigt werden müssen. Des Weiteren unterstützt die Überprüfung der Betriebsgrenzen ein Modell für den gesamten Betriebsbereich zu plausibilisieren.

Methodik

Der stationär und dynamisch zulässige Betriebsbereich wird für ein in [30] vorgestelltes Simulationsmodell untersucht. Diese Untersuchung umfasst die folgenden drei Schritte.
Zunächst wird die Parametrierung und die Funktion der implementieren Generatorschutzfunktionen überprüft. Jede Begrenzer- und Schutzfunktion wird zur Funktionsüberprüfung separat betrachtet. Es werden simulative Funktionstests durchgeführt, die Anregegrenzen ermittelt und das Modellverhalten anhand von Datenblättern validiert.
Anschließend wird der gesamte Betriebsbereich systematisch simuliert und das ermittelte Leistungsdiagramm mit den Angaben des Datenblatts abgeglichen. Hierbei können die Auswirkungen einzelner Modellparameter untersucht werden. Die Fallhöhe stellt bei dem verwendeten Turbinenmodell zum Beispiel einen Einflussfaktor auf die maximale Wirkleistung dar und beeinflusst daher die Leistungsperformance der modellierten Kaplanturbine. In der Praxis entspricht dies dem verfügbaren Wasserdargebot, die zu Verfügung stehende Leistung ist durch Fallhöhe und Durchflussmenge gegeben. Zur Bestimmung des dynamischen Betriebsbereichs wird der Synchrongenerator simulativ außerhalb der festgelegten statischen Belastungsgrenzen betrieben und die Auswirkungen auf das

[1] TU München, TUM School of Engineering and Design, Arcisstraße 21, D-80333 München, Tel.: 0049 89 289-22017, johanna.timmermann@tum.de, www.tum.de
[2] Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg
[3] KIMA Automatisierung, Gesellschaft für elektronische Steuerungstechnik und Konstruktion mbH, Anna-Merian-Str. 5, D-48599 Gronau
[4] LEW Wasserkraft GmbH, Kraftwerkstechnik, Adolf-von-Baeyer-Str. 1, D-86368 Gersthofen
[5] LW Zweckverband Landeswasserversorgung, Schützenstraße 4, D-70182 Stuttgart

Systemverhalten des Inselnetzes werden untersucht. Hierbei kann zwischen dauerhafter oder kurzeitiger Überschreitung der Betriebsgrenzen (z. B. bei Einschaltvorgängen) unterschieden werden. Da die Begrenzerfunktionen u. A. den Erregerstrom limitieren und somit die Spannungsregelung des Generators beeinflussen, führen die Einstellwerte des Spannungsschutzes oder der für das Inselnetz erforderliche Spannungsbereich zu einer Begrenzung. Die dynamischen Betriebsgrenzen ergeben sich somit aus den Schutzeinstellungen und den festgelegten Anforderungen für den Inselnetzbetrieb.

Erste Ergebnisse

Die Auswertung der statisch simulierten Betriebspunkte über den gesamten Betriebsbereich wird in Abbildung 1 gezeigt. Die farbliche Markierung kennzeichnet die erlaubte Belastungsdauer des Synchrongenerators, bevor eine Erregerschutzfunktion aktiv wird. Es wird angenommen, dass der Betriebspunkt bei Erreichen der maximalen Simulationsdauer von 240 Sekunden dauerhaft gehalten werden kann. Die Simulation erfolgt in 0,02 pu Schritten.

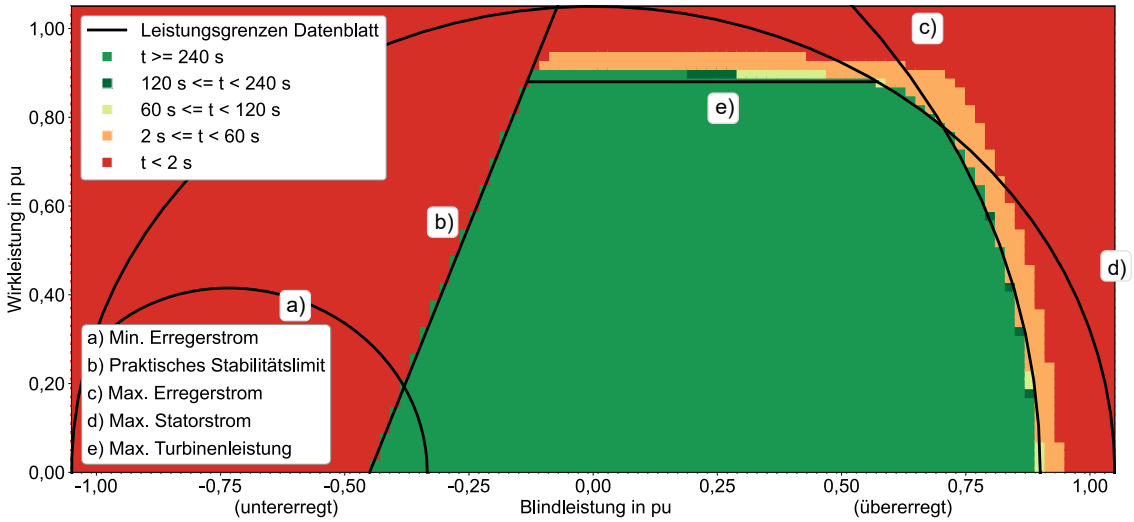


Abbildung 1: Zeitdauer simulierter Betriebspunkte bis Schutzanregung des Synchrongenerators und Vergleich mit dem Leistungsdiagramm aus dem Datenblatt

Der grüne Bereich aus Abbildung 1 stellt die statischen Betriebsgrenzen des Synchrongenerators dar. Dieser Bereich kann mit den Leistungsgrenzen aus dem Datenblatt validiert werden. Der Vergleich zeigt eine weitgehende Übereinstimmung. Da im Inselnetzbetrieb ein erweiterter Frequenzbereich zulässig ist kann die Wirkleistung die maximale Turbinenleistung übersteigen, in diesen Betriebspunkten ist die Frequenz kleiner 50 Hz. Die Grenze des minimalen Erregerstroms wird nicht ersichtlich da in diesen Betriebsbereich die Sättigung des Synchrongenerators wirksam ist und dadurch die Grenze des minimalen Erregerstroms nicht unterschritten wird. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse kann das Modell angepasst und der Betriebsbereich durch erneute Simulationen überprüft werden. Des Weiteren dienen die Ergebnisse als Grundlage für die Analyse des dynamischen Betriebsbereichs. Für diese Untersuchung werden neben den Begrenzungsfunktionen der Erregung die Parametrierung des Generatorschutzes berücksichtigt und anhand dessen der kurzzeitig mögliche Betrieb außerhalb der statischen Belastungsgrenzen bestimmt.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Referenzen

[1] H.-A. Krebs, P. Hagenweiler, Energieresilienz und Klimaschutz, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021
[2] C. Steinhart, „Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität," Dissertation, Technische Universität München, München 2020
[3] Binder, Elektrische Maschinen und Antriebe, Heidelberg: Springer Vieweg Berlin, 2017
[4] J. Timmermann, C. Bernecker-Castro, R. Witzmann, T. Lechner, S. Seifried, M. Finkel, D. Menker, C. Dellmann, G. Störzer, D. Stenzel und C. Vogel, „Dynamische Modellierung der Notfallversorgung einer Trinkwasserversorgung durch ein Laufwasserkraftwerk im Inselbetrieb," 17. Symposium Energieinnovation TU Graz, Graz, 2022

4.6.4. Konzepte für den Aufbau und Betrieb eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene nach einem Blackout

Maximilian MÜTHERIG(*), Giuseppe PULEO, Wolfgang KRAUSE, Markus ZDRALLEK

Inhalt

Nach einem großflächigen Stromausfall können kritische Infrastrukturen mithilfe eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene wiederversorgt werden [1]. Dabei muss das Inselnetz mithilfe eines schwarzstartfähigen Netzbildners aufgebaut werden, von welchem aus schrittweise Kritische Infrastrukturen zugeschaltet werden, da es ansonsten zu einer Überlastung der Betriebsmittel kommen kann [2]. Ein Netzbildner kann dabei mithilfe eines Generators, oder eines Wechselrichters ein Inselnetz aufbauen. Grundsätzlich besitzen Netzbildner auf Verteilnetzebene, wie Wasserkraftwerke oder thermische Abfallbehandlungsanlagen, Generatoren. Durch den zukünftigen Ausbau von Technologien wie Brennstoffzelle oder Batteriespeicher werden sich auch wechselrichterdominierende Technologien auf Verteilnetzebene befinden. Diese können ebenfalls mithilfe eines netzbildenden Wechselrichters ein Inselnetz aufbauen. Dieses Paper zeigt drei Konzepte, wie mithilfe eines schwarzstartfähigen Netzbildners ein Inselnetz aufgebaut werden kann und wie weitere einspeisende Anlagen in das Inselnetz integriert werden können.

Methodik

Im ersten Schritt werden die drei Konzepte vorgestellt. Beginnend mit dem Konzept, bei dem ein Netzbildner mithilfe eines Generators, oder Wechselrichter das Inselnetz aufbaut. Dabei wird aufgezeigt, wie der Netzbildner durch zusätzliche einspeisende Anlagen entlastet werden kann. Bei dem zweiten Konzept wird der Aufbau eines Inselnetzes mit einem Droop geregelten Netzbildner und Droop geregelten einspeisenden Anlagen vorgestellt, wodurch keine schwarzfallsichere Kommunikation erforderlich ist. In dem letzten Konzept wird der Aufbau eines Inselnetzes mithilfe eines überlagerten Reglers vorgestellt. Dieser steuert den Netzbildner und alle einspeisenden Anlagen des Inselnetzes. Durch die gezielte Vorgabe der Einspeiseleistung können Anlagen mit einer gesicherten Einspeiseleistung stärker belastet werden, als Anlagen mit einer hohen Volatilität. Die folgende Abbildung zeigt die drei Konzepte.

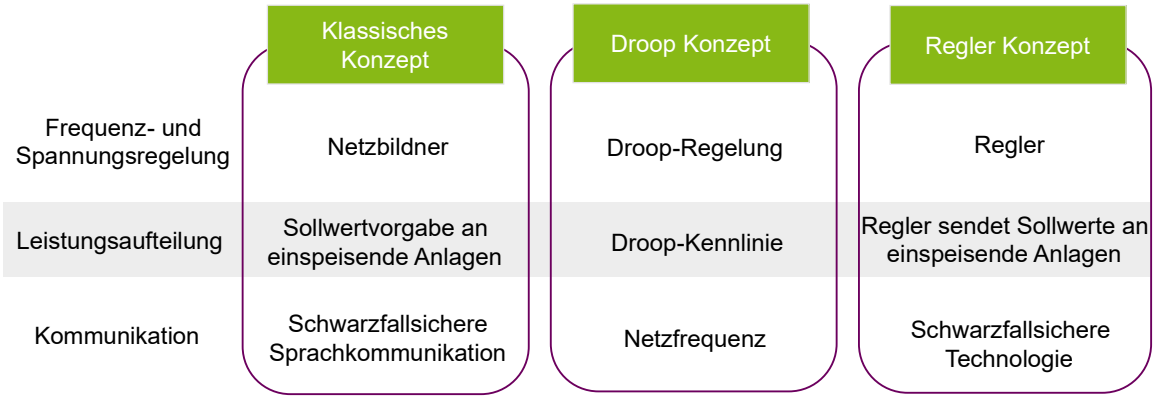


Abbildung 1: Konzepte für den Aufbau und Betrieb eines Inselnetzes

Nachdem die Konzepte vorgestellt wurden, werden diese in einer Simulation validiert. Dabei wird zunächst aufgezeigt, wie die einzelnen Konzepte in eine Software implementiert wurden, um sie sowohl für Simulationen als auch im tatsächlichen Feld nutzen zu können. Anschließend erfolgt die praktische Erprobung der Konzepte anhand eines Stromnetzes in der Simulationsumgebung. Als Netz dient dabei das Smart-Grid-Labor an der Bergischen Universität Wuppertal, welches ein reales Niederspannungsnetz ist [3]. Das Netz verfügt über einen netzbildenden Wechselrichter, wodurch alle drei Konzepte umgesetzt werden können. Außerdem befinden sich in dem Netz Umrichter, welche weitere einspeisende Anlagen nachbilden können. Eine weitere Eigenschaft sind fernsteuerbaren

Leistungsschalter, die sich im Smart-Grid-Labor befinden. Da der Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene schrittweise erfolgen muss, da es ansonsten zu starken Schwingungen kommen kann, können die Leistungsschalter einzeln Lasten, in Form von Lastbänken, zuschalten. Ein Szenario ist, zuerst eine Last und anschließend eine zweite Last einzuschalten und mit Strom zu versorgen. Nachfolgend wird ein einspeisender Umrichter zugeschaltet, um den netzbildenden Wechselrichter zu unterstützen und zu entlasten. Zum Schluss wird eine dritte Last zugeschaltet. In der nachfolgenden Abbildung wird das Frequenzverhalten des vorgestellten Szenarios mit dem Regler Konzept dargestellt.

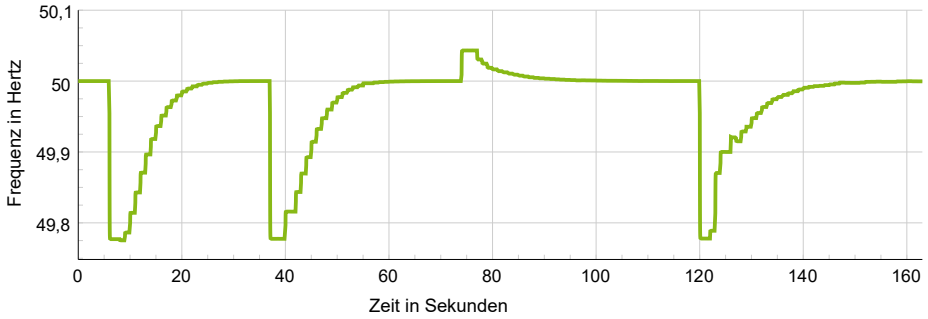


Abbildung 2: Frequenzverhalten des Regler Konzepts

In der Sekunde sechs tritt der erste Frequenzeinbruch ein, verursacht durch das Zuschalten der ersten Last von 9 kW. Nachdem der Regler die Netzfrequenz wieder auf 50 Hertz eingestellt hat, indem er Sollwerte an den netzbildenden Wechselrichter sendet, wird in der Sekunde 37 eine zweite Last zugeschaltet. Anschließend wird der einspeisende Umrichter aktiviert, der über den Regler Sollwerte über seine Einspeiseleistung erhält. Dies sieht man an der steigenden Netzfrequenz. Nachdem der Regler die Frequenz wieder auf 50 Hertz geregelt hat, wird die letzte Last von 9 kW zugeschaltet.

Ergebnisse

Nachdem die Konzepte simuliert wurden, werden die Ergebnisse analysiert. Dabei wird auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes eingegangen und wie sich die einzelnen Konzepte auf die Frequenz- und Spannungsstabilität auswirken. Anschließend werden diese miteinander verglichen, um ihre Vor- und Nachteile beim Aufbau eines Inselnetzes aufzuzeigen. Am Ende erfolgt ein Ausblick auf die praktische Umsetzung der Konzepte und wie diese in bestehende Verteilnetze integriert werden können.

Referenzen

[1] G. Puleo, et al., "**Islanding algorithm for the resupply of critical infrastructures during a prolonged blackout,**" Proceedings of the International ETG Congress 2023, Kassel, 2023

[2] M. Gratza et al., "Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprüngen in Inselnetzen," in 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018.

[3] M. Koch et al., "Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bidirectional Power Flows, "Proceedings of the International ETG Congress 2023, Kassel, 2023.

4.6.5. Netzbelastung ausgewählter Verteilungen und Abgänge eines Krankenhauses als Grundlage zur Auslegung und Planung von Notstromsystemen

Sebastian SEIFRIED(*)[1], Tobias LECHNER, Johanna TIMMERMANN, Claudia BERNECKER-CASTRO, Andreas ALTMANN, Jens KÜHNE, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

Motivation und zentrale Fragestellungen

Durch den Wandel in der elektrischen Energieerzeugung von zentralen Großkraftwerken hin zu vielen verteilten dezentralen Erzeugungsanlagen (z.B. Wind, PV-Anlagen, etc.) ist vermehrt große Erzeugungsleistung in den Verteilnetzen vorhanden. Während eines Stromausfalls bleibt dieses Erzeugungspotential nach heutigem Stand in vielen Fällen ungenutzt, da die meisten Notstromsysteme auf Dieselgeneratoren zurückgreifen. In den Forschungsprojekten LINDA und LINDA 2.0 wurden Konzepte entwickelt, dieses Potential für eine Notstromversorgung mittels Inselnetzen für Kritische Infrastrukturen zugänglich zu machen. Um im Voraus abschätzen zu können, ob mit einer Inselnetzbildenden Einheit, wie beispielsweise einem Batteriespeicher, die Verbraucher einer Kritischen Infrastruktur betrieben werden können, muss vorher deren Energiebedarf, Leistungsverlauf und Zuschaltverhalten grob bekannt sein. Anhand des Energiebedarfs kann abgeschätzt werden, ob der Energievorrat für die auslegungsrelevante Dauer einer Notstromversorgung ausreichend ist, oder ob auf einen anderen Primärenergieträger zurückgegriffen werden muss. Der Leistungsverlauf am Netzverknüpfungspunkt und das Zuschaltverhalten einzelner Geräte gibt Aufschluss darüber, ob die Integration des untersuchten Abgangs zu einer Schutzauslösung führt. Im Projekt LINDA 2.0 werden unterschiedliche Kritische Infrastrukturen hinsichtlich deren Energiebedarf und deren Zuschaltverhalten analysiert, um eine Datenbasis hierfür zu schaffen. In dieser Veröffentlichung wird speziell auf die elektrischen Eigenschaften eines Krankenhauses eingegangen. Dabei werden gesamte Niederspannungshauptverteilungen von Gebäuden sowie ausgewählte maßgebliche Einzelverbraucher oder Abteilungen analysiert, da diese im Hinblick auf eine Notstromversorgung mit spürbaren Lastsprüngen zugeschaltet sowie im Betrieb mit spürbaren Lastschwankungen betrieben werden würden.

Methodik

Während des regulären Betriebs eines Krankenhauses werden verschiedene Niederspannungshauptverteilungen und Abteilungen, die essentiell für die Versorgung von Patienten sind mit einem Leistungsmessgerät der Klasse A vermessen. Das Messgerät verfügt auch über eine Störschreiber-Funktion, die es ermöglicht 10-ms-RMS- und Oszilloskopbilder aufzuzeichnen, mit denen das Zuschaltverhalten der in der entsprechenden Abteilung vorhandenen Verbraucher zu analysieren. Dabei wird nicht im Detail auf die Geräte eingegangen, sondern primär auf den Verlauf von Wirk- und Blindleistung sowie den Maximalströmen während des Betriebs. Die Kenntnis dieser Größen/Verläufe sind essentiell für die Planung und den Betrieb einer Inselnetznotversorgung nach dem LINDA Prinzip, da hierbei ein Netz von außen der Kritischen Infrastruktur zur Verfügung gestellt wird. Für die bisherige Notstromversorgung von Krankenhäusern wird überwiegend auf einzelne Niederspannungs-Dieselgeneratoren zurückgegriffen. Diese ermöglichen oft nur den Betrieb von ca. 50 % der Verbraucher eines Krankenhauses, was eine besondere Anforderung hinsichtlich Leistungsbedarf und Laständerungsverhalten bei der Notstromversorgung mit Hilfe eines Inselnetzes zur Folge hat. Ein Inselnetz hat mit einer Lastübernahme von zunächst 50 % (z.B. 500 kW) der Hauslast aller nicht vom Krankenhaus-Aggregat versorgten Verbraucher und später mit einer

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

[1] TH Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg (DE), +49 821 5586-3639, sebastian.seifried@tha.de, www.tha.de
[2] TU München, Arcisstraße 21, 80333 München (DE), www.tum.de, +49 89 28901
[3] Uniklinikum Leipzig, Liebigstraße 20, 04103 Leipzig (DE), www.uniklinikum-leipzig.de,+49 341 97109

mehr oder weniger sanften Übergabe der ggf. gestuften Last der notstromversorgten Verbraucher (Schonung des Dieselvorrates im Krankenhaus) zur rechnen.

Ergebnisse

In der Kurzfassung wird beispielhaft für die Magnetresonanztomographie (MRT) die Auswertung gezeigt. Im Ruhezustand weist dieser Abgang eine Leistung von etwa 10 kW auf. Während einer MRT-Aufnahme ist ein spezifischer Leistungsverlauf zu beobachten, welcher exemplarisch in Abbildung 1 in der obersten Achse dargestellt ist. Dabei sind Lastwechsel bis maximal 20 kW in positiver Richtung und bis 55 kW in negativer Richtung zu beobachten. Um die dynamische Belastung für eine Inselnetzbildende Einheit während den einzelnen Zeitschritten zu analysieren, werden beispielhaft drei einzelne Zeiträume (1…3-RMS) über die Störschreiber-Funktion in den mittleren Achsen der Abbildung durch die 10 ms-RMS-Bilder genauer dargestellt. Diese drei analysierten Zeiträume sind mit Rechtecken in dem gemessenen Verlauf gekennzeichnet. Einzelne Stromspitzen sind in den RMS-Bildern häufig nicht zu erkennen. Daher zeigen die untersten drei Achsen von Abbildung 1 die Oszilloskopbilder der drei Phasenströme (1…3-Osz) während sprunghaften Leistungsänderungen der Zeiträume 1…3-RMS. Die maximal gemessene Amplitude lag bei ca. $I_{\text{Scheitel}} = 240$ A. Der Leistungsfaktor der Abteilung lag während des gesamten Messzeitraums zwischen 0,86 bei niedriger und 0,99 bei hoher Bezugsleistung.

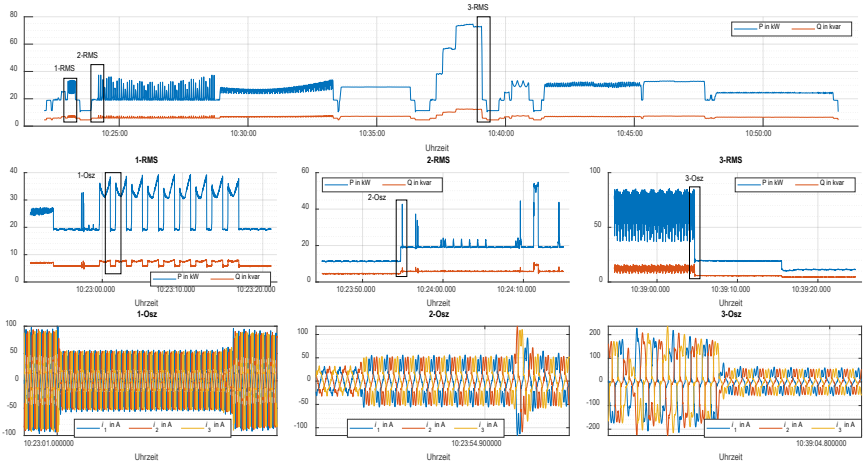


Abbildung 1: Oben: Verlauf von P und Q einer MRT-Aufnahme mit markierten Leistungsänderungen, die in den mittleren drei Bilder dargestellt sind; Mitte: 10 ms-Daten von Wirk- und Blindleistung der markierten Zeiträume; Unten: Stromverläufe der Phasenströme während den Leistungssprüngen

Innerhalb der gesamten Woche lag der Energieverbrauch während der MRT-Aufnahmen im Median bei 11 kWh pro Aufnahme. Es zeigt sich, dass der Energiebedarf einer MRT-Aufnahme stark von der Untersuchung abhängig ist und daher eine große Streuung aufweist. Vereinfacht kann eine Energiemenge von 15 kWh pro Aufnahme angenommen werden. In der Langfassung wird das Vorgehen der Messdatenauswertung beschrieben und die Auswertung für die gesamte Niederspannungshauptverteilung verschiedener Gebäude vorgestellt. Darüber hinaus wird der Vorgang der Netzübernahme durch eine Inselnetzbildende Einheit, die Rücksynchronisierung und die hierfür notwendigen Voraussetzungen beschrieben.

Verwendung der Ergebnisse

In weiterführenden Untersuchungen wird auf Basis der erhobenen Daten eine Lastmodellierung durchgeführt, um bewerten zu können, ob eine Inselnetzbildende Einheit für eine Kritische Infrastruktur geeignet ist. Hierfür ist die Kenntnis der Leistungsschaltperformance einer Inselnetzbildenden Einheit vergleichbar zu [1] essenziell. Die Untersuchung liefert wichtige Erkenntnisse für die Neuplanung der Notstromversorgung des untersuchten Krankenhauses.

Referenzen

[1] C. J. Steinhart et al., „Gasmotoren als Führungskraftwerk im Inselnetzbetrieb“, Magazin für die Energiewirtschaft, 3-4, S. 38–42, 2018.

4.6.6. Planung des Netz- und Versorgungswiederaufbaus im Verteilnetz bei hohem Anteil erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung

Yasir SHAMIM[1], Hendrik VENNEGEERTS[1]

Motivation

Der zunehmende Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und erneuerbaren Energiequellen (EE) stellt die Planung von Prozessen zum Netz- und Versorgungswiederaufbau nach Blackouts vor zahlreiche Herausforderungen. Der höhere Anteil an dargebotsabhängig regional konzentrierten EE führt zur Notwendigkeit, ausgedehntere Netze aufzubauen und einer gezielten Steuerbarkeit zur Vermeidung von Netzrestriktionen. Zudem bedingt die Dargebotsabhängigkeit volatiles Verhalten und fehlerbehaftete Prognosen. Außerdem sind diese Erzeugungsanlagen zumeist an die Verteilnetze angeschlossen, so dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als die Koordinatoren für Wiederaufbauprozesse nach großflächigem Blackout, über keine direkte Steuerungsmöglichkeit verfügen. Schließlich stellt die automatische Wiederzuschaltung der DEA im Netz der Verteilernetzbetreiber (VNB) eine Gefahr für die Frequenzstabilität dar [1].

Stand der Forschung

Im Falle eines Blackouts sind die Netzbetreiber dafür verantwortlich, das Netz mit Hilfe von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten wieder aufzubauen und die Versorgung wieder aufzubauen. Die ÜNB haben dafür Prozesse geplant, die regelmäßig in Simulationen, Trainings und hinsichtlich Schwarzstart und Netzwiederaufbau auch in realen Tests geprüft werden. Diese Prozesse gehen davon im Worst-Case von der Erfordernis aus, das eigene Netz ohne externe Unterstützung aufzubauen (Bottom-Up), wobei davon der Aufbau unter Spannungsvorgabe aus einem benachbarten Netz als Top-Down-Strategie unterschieden wird [1, 2]. Die schrittweise Stilllegung der konventionellen Erzeugung und eine dezentrale Verlagerung der Erzeugung in die Verteilnetze führt zu einem Rückgang der verfügbaren Regelenergie im ÜNB-Netz [3]. Daher wird in Zukunft über die sukzessive Wiederversorgung von Verbrauchern hinaus eine intensivere Kooperation zwischen ÜNB und VNB erforderlich. Im Hinblick auf das Wirkleistungsmanagement ist dafür ein wechselseitiger Austausch zwischen ÜNB und VNB einzuplanen und in Prozesse zu definieren. Daher wird in der Forschung über die klassische Build-Down-Strategie als Beschreibung der Beziehung zwischen ÜNB und VNB mit Build-up und Build-together der erforderliche Beitrag der VNB in neuen Strategien beschrieben [2].

Folgerungen für VNB bei Netz- und Versorgungswiederaufbau

Bereits in klassischen Strategien ist der VNB verpflichtet, sich am Netz- und Versorgungswiederaufbau in enger Abstimmung sowie auf Anweisung des vorgelagerten ÜNB zu beteiligen. Insbesondere ist er verantwortlich für die Sicherherstellung von für die Wiederzuschaltung geeigneter Netzbereiche, die Zuweisung sicherer Lasten gemäß den Anforderungen des ÜNB [3], sowie die Zuschaltung hinreichend prognostizierbarer Verbrauchsleistungen. Die Durchmischung mit DEA in seinem Verteilnetz erfordert aber erweiterte Prognose- und Steuerungsverfahren, um spezifizierte Leistungsbänder im Hinblick auf die Stabilität des noch schwachen Gesamtsystems einhalten zu können. Dabei sind Anfahrprozesse von DEA ebenso zu beachten wie die sogenannten Cold-Load-Pick-up-Dynamiken. Im Falle einer – regulatorisch derzeit nur als Ausnahme vorgesehenen – Build-Up-Strategie [3], d.h. der Bildung von Inselnetzen aus dem Verteilnetz selbst heraus benötigt der VNB die gleichen Fähigkeiten und Werkzeuge wie ein ÜNB, Allerdings können damit Geschwindigkeitsvorteile im Netz- und Versorgungswiederaufbau nicht nur für den einzelnen VNB, sondern auch für das Gesamtsystem resultieren. Nicht zuletzt aufgrund einer zunehmenden Durchdringung mit Batteriespeichern im Verteilnetz kann der VNB zunächst mehrere Netzinseln entwickeln und damit aufgrund der erforderlichen Schalthandlungen einen Geschwindigkeitsvorteil bei der Wiederversorgung erzielen.

[1] Elektrische Energiesysteme, Universität Duisburg-Essen, 47057 Duisburg,
yasir.shamim@uni-due.de, hendrik.vennegeerts@uni-due.de, https://www.uni-due.de/ees/

Methodisches Vorgehen

Ausgehend von einer Build-Up-Strategie mit unabhängigem Netz- und Versorgungswiederaufbau durch VNB wird ein dazu passender Plan für den VNB entwickelt, indem dafür in [4] entwickelte Werkzeuge und Algorithmen auf mitteleuropäische Netze adaptiert und getestet werden. In der Langfassung wird die Anwendung auf Verteilnetze demonstriert und diskutiert. Der Algorithmus enthält die wesentlichen folgenden Schritte:

Netzwerkmodellierung mittels Graphentheorie

Zunächst wird das betrachtete Netz mit Hilfe der Graphentheorie als Graph vereinfacht [4]. Diese vereinfachte Darstellung erlaubt die Erfassung in ein Optimierungsproblem mit der Zielfunktion minimaler Wiederversorgungsdauern. Außerdem wird der Algorithmus für den kürzesten Weg angewendet, um den kürzesten Wiederversorgungspfad für die kritischen Netzelemente, d.h. die gesicherten Lasten und die gesicherten Erzeugungsanlagen, zu ermitteln.

Heuristische Initialisierung

Dieser Ansatz nutzt das Wissen und die Erfahrung des VNB, um sinnvolle, zunächst abzutrennende Netzbereiche zu identifizieren [4]. Dabei werden die Einschränkungen für die Wiederversorgung, betriebliche Randbedingungen und die minimale Wiederherstellungszeit für jede Insel berücksichtigt.

Discrete Evolutionary Programming (DEP)

Hauptzweck ist die Entwicklung einer Netz- und Versorgungswiederaufbaustrategie mit minimalen Wiederversorgungszeiten. Dies wird mit einem DEP-Optimierungsansatz erreicht, der ausgehend von der heuristischen Initialisierung in einem iterativen Prozess das gewünschte optimale Ergebnis erzielt. Als Ergebnis liegen zum einen die Grenzen getrennt aufzubauender Netzinseln vor. Da die zugehörigen Schalthandlungen im kurzen Zeitfenster nach dem Blackout erfolgen müssen, in dem Batteriespeicher in den Stationen noch fernbediente Schalthandlungen ermöglichen, ist hier ein vordefinierter Plan erforderlich. Zum anderen ergeben sich Sequenzen der vorzunehmenden Schalt- und Aktivierungsmaßnahmen für den Netzbetrieb.

Bestimmung der Wiederversorgungsdauer

Für jede gefundene Strategie erfolgt eine Simulation der erforderlichen Maßnahmen zur Bestimmung der Wiederversorgungsdauer als Beitrag zur Zielfunktion der Optimierung. Dabei wird berücksichtigt, dass das Verteilnetz auf die Resynchronisierung mit überlagerten Netzen vorzubereiten ist.

Schlussfolgerung

In diesem Beitrag wird ein Ansatz für die Entwicklung eines Plans für VNB zum Netz- und Versorgungswiederaufbau erläutert und anhand exemplarischer Netze demonstriert sowie diskutiert. Ausgangspunkt ist ein für minimale Wiederversorgungszeiten günstiger und durch die Existenz mehrerer potenziell schwarzstartfähiger Batteriespeicher ermöglichter paralleler Aufbau mehrerer Netzinseln, deren Grenzen optimal bestimmt werden.

Referenzen

[1] E. Torabi et al., "Impact of renewable and distributed generation on grid restoration strategies," 2032-9644, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.cired-repository.org/items/578c9abe-20fa-4d1c-ba65-ebf79befa4c8

[2] W. Gawlik, E. Torabi-Makhsos, Y. Guo, "Strategies and Operator Tools for Grid Strategies and Operator Tools for Grid Restoration with Massive Renewable Energy Sources: RestoreGrid4RES,". Zugriff am: 12. Januar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe/schriftenreihe-2021-45_restoregrid4res.pdf

[3] 50hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW. "Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030.". [Online]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/xsppproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/wei%C3%9Fbuch-netz-und-versorgungswiederaufbau-2030/weissbuch_nwa_vwa_2030.pdf (Zugriff am: 1. Dezember 2023).

[4] D. N. Abu Talib, H. Mokhlis, M. S. Abu Talip und K. Naidu, "Parallel power system restoration planning using heuristic initialization and discrete evolutionary programming," J. Mod. Power Syst. Clean Energy, Jg. 5, Nr. 6, S. 991–1003, 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0320-1.

5 ERNEUERBARE ENERGIEN UND WASSERSTOFF

5.1. ERNEUERBARE ENERGIEN

5.1.1. Windkraftpotenzial in Bulgarien, Ungarn und Rumänien

Lukas LIEBMANN[1], Gustav RESCH[1], Ricki HIRNER[2], András MEZOSI[3], László SZABÓ[3]

Motivation

Ziel dieser Studie ist es, die Potenziale für die Entwicklung der Windenergie in Bulgarien, Ungarn und Rumänien zu beleuchten und den Entscheidungsträgern und Interessenvertretern aufzuzeigen, wie die Windenergie dazu beitragen kann, die künftige Nachfrage nach Strom auf kohlenstoffneutrale Weise zu decken [1]. Während die Solarenergie sowohl im Kleinen als auch im großen Maßstab in ganz Europa stetig und weit verbreitet zugenommen hat, ist das Bild der Entwicklung der Windenergie vielfältiger und geografisch inhomogener. Insgesamt sind auf EU-Ebene erhebliche Fortschritte und ein stetiges Wachstum zu verzeichnen, doch gibt es große Unterschiede zwischen den Ländern und Regionen. Insbesondere im südöstlichen Teil Europas - namentlich in Bulgarien, Ungarn und Rumänien - ist die tatsächliche Entwicklung weit hinter den früheren Erwartungen zurückgeblieben. Dies ist vor allem auf Hürden und Änderungen in der Gesetzgebung oder auf mangelnden politischen Nachdruck zurückzuführen. Außerdem fehlt es unseres Wissens immer noch an einer detaillierten wissenschaftlichen Analyse des Potenzials, das für die Entwicklung der Windenergie in diesem Teil Europas zur Verfügung steht. Diese Arbeit soll über den Ansatz und die Ergebnisse informieren und Aufschluss über das ermittelte Windenergiepotenzial und die Auswirkungen einer verstärkten Nutzung der Windenergie in den kommenden Jahren auf den Strommarkt geben. In dieser Kurzfassung wird auf den Fall Bulgariens Bezug genommen.

Methodik

GIS-basierte Analyse der Windenergiepotenziale

Die GIS-basierte Analyse des Potenzials für die Entwicklung der Windenergie umfasst die folgenden Schritte. Ein umfassender meteorologischer Datensatz zu Zeitreihen von Windgeschwindigkeiten wird in einer hohen geografischen Auflösung für vergangene Wetterjahre verarbeitet und dient als Grundlage für die Identifizierung von Ressourcenpotenzialen in der gesamten Untersuchungsregion, einschließlich angrenzender Meeresgebiete.

Als nächster Schritt in der GIS-basierten Bewertung werden räumliche Einschränkungen berücksichtigt, die sich aus konkurrierenden Landnutzungen ergeben, wie z. B. Naturschutz (z. B. durch Ausschluss von Natura-2000-Schutzgebieten), städtische, landwirtschaftliche oder militärische Nutzung oder andere Zwecke, die die Eignung für die Windenergieerzeugung und den damit verbundenen Netzausbau einschränken. Die Offshore-Windenergie ist nach den bisherigen Erfahrungen für die Schwarzmeerregion weniger relevant, gewinnt aber in letzter Zeit sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene zunehmend an Bedeutung. Speziell für die Offshore-Windenergie werden konkurrierende Nutzungen des Meeres (z.B. Hauptschifffahrtsrouten, Naturschutzgebiete und insbesondere der Tourismus) berücksichtigt (d.h. durch den vereinfachenden Ausschluss entsprechender Gebiete aus der Ressourcenbasis). Sensitivitätsanalysen werden für die wichtigsten Parameter durchgeführt, die sich auf das anwendbare Windenergiepotenzial auswirken, einschließlich der Auswirkungen des Ausschlusses bzw. der Einbeziehung von Naturschutzgebieten und, speziell für

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4 1210 Wien, lukas.liebmann@ait.ac.at, gustav.resch@ait.ac.at,
[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4 1210 Wien, info@bitfire.at
[3] REKK Regional Centre for Energy Policy Research, Fővám tér 8 1093 Budapest, andras.mezosi@rekk.hu, laszlo.szabo@rekk.hu, https://rekk.hu

die Offshore-Windenergie, der Details der angewandten Windturbinenkonstruktion (d. h. der Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorgröße). Das Ergebnis dieser Bewertung sind detaillierte Karten, die verfügbare Flächen für den Ausbau der Windenergie sowie die entsprechenden Standortqualitäten (in Bezug auf Kapazitätsfaktoren/Volllaststunden) in Abhängigkeit von Sensitivitätsparametern zeigen, sowie ein umfassender Datensatz, der das ermittelte Windenergiepotenzial auf regionaler Ebene innerhalb eines Landes (d. h. nach NUTS-3-Regionen) auflistet, einschließlich Informationen zu den Windstandortqualitäten.

Ergebnisse

Abschließend kommt es zu einer Betrachtung der Ergebnisse der GIS-gestützten Analyse der Windkraftentwicklungspotenziale in Bulgarien. Diese werden mit der Rolle der Windenergie in der aktuellen Energieplanung ins Verhältnis gesetzt. Als Ausgangspunkt bietet Tabelle 1 einen Überblick über die identifizierten Potenziale für die Entwicklung der Windenergie in Bulgarien, wobei zwischen Onshore- (links) und Offshore-Ressourcen (rechts) unterschieden wird.

Technology		Onshore wind				Offshore wind			
Type of potential		potential with land use constraints (Least-cost), incl. nature protection areas	potential with land use constraints (Balanced), incl. nature protection areas	potential with land use constraints (Least-cost), excl. nature protection areas	potential with land use constraints (Balanced), excl. nature protection	Near/Mid shore, low water depth	Near/Mid shore, low-medium water depth	Far shore, low-medium water depth	High water depth (floating turbines)
Installed capacity	GW	93.5	92.2	40.4	42.0	15.6	17.5	48.7	281.4
Electricity generation	TWh	206.9	193.6	86.8	85.7	34.5	43.5	130.4	810.7
Full load hours	h/a	2214	2100	2146	2040	2207	2491	2678	2881

Tabelle 1: Überblick über die ermittelten technischen Potenziale für den Ausbau der Windenergie in Bulgarien für Onshore- (links) und Offshore-Windenergie (rechts). Quelle: eigene Analyse.

Tabelle 2 vergleicht die Ziele für den Ausbau der Windenergie und der erneuerbaren Energien in Bulgarien bis 2030. Ebenfalls wird der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien und der Windenergie gemäß der aktuellen Planung, wie sie im Nationalen Energie- und Klimaplan von Bulgarien aus dem Jahr 2020 zu entnehmen ist (Republik Bulgarien, 2020), gezeigt. Es ist zu beachten, dass die Zahlen für den Ausbau der Windenergie rein indikativ sind.

NECP targets		Current planning	New 2030 EU target (w/o top-up)	New 2030 EU target (with top-up)
Planned 2030 RE share in GFEC	%	**27.1**	**35.1**	**37.3**
Planned 2030 RE share in gross electricity demand	%	**30.3**	**39.3**	**41.8**
Planned 2030 RE electricity generation	TWh	**42.98**	**55.7**	**59.2**
Planned 2030 wind generation	TWh	**2.05**	**2.7**	**2.8**
Planned 2040 wind generation	TWh	**3.61**	**4.7**	**5.0**
Planned 2030 wind capacity	GW	**0.95**	**1.2**	**1.3**

Tabelle 2: Vergleich der 2030-Ziele für den Ausbau der Windenergie und der erneuerbaren Energien in Bulgarien gemäß der aktuellen Planung (linke Spalte) und unter Berücksichtigung der neu festgelegten 2030-Ziele der EU (alle anderen Spalten). Quellen: [2] und eigene Analyse.

In Anbetracht der verfügbaren Windressourcen in Bulgarien muss festgestellt werden, dass es genügend Spielraum für eine Steigerung der Windkraftnutzung in den kommenden Jahren gibt. In Anbetracht der vorhandenen Ressourcen verdient es die Windenergie, in der künftigen Energieplanung Bulgariens eine größere Rolle zu spielen. Die Bewertung der Marktauswirkungen sowie die kurze Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Windenergie bestätigen dies. So bietet Bulgarien vielversprechende Windstandorte zu günstigen Kosten, wenn man die aktuellen Preise auf den Stromgroßhandelsmärkten berücksichtigt. Die zu erwartenden Auswirkungen auf den Markt sind im Allgemeinen vielversprechend, da eine verstärkte Nutzung der Windenergie mit einer Senkung der Großhandelspreise in Bulgarien einhergehen kann. Zusätzlich stellt der Ausbau der Windenergie eine wirksame Klimaschutzmaßnahme dar, wenn dadurch der Verbrauch von kohlstoffintensivem Strom reduziert wird.

Referenzen

[1] G. Resch, L. Liebmann, R. Hirner, A. Mezosi, L. Szabo, *Draft Country Report Bulgaria - Study on the Wind Power Potential in Bulgaria, Hungary and Romania, European Climate* Foundation (ECF): The Hague, Netherlands, 2023. [Draft Report].

[2] Republic of Bulgaria, *Integrated Energy and Climate Plan of the Republic of Bulgaria 2021-2030,* [online document], 2020. Available: European Commission https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#national-energy-and-climate-plans-2021-2030 [Accessed: December 1, 2023].

5.1.2. Strategien für den optimalen Einsatz von Biomasse im österreichischen Energiesystem der Zukunft

Christa DIßAUER[1], Marilene FUHRMANN, Nadine GÜRER[2], Reinhard HAAS, Robert JANDL[3], Andreas SCHINDLBACHER, Christoph STRASSER

Problemstellung und Forschungsziele

Biomasse ist der wichtigste heimische erneuerbare Energieträger in Österreich und kann den Übergang zu einem kohlenstoffarmen Energie- und Wirtschaftssystem unterstützen. Die Fähigkeit von biogenen Energieträgern fossile Brennstoffe in der bestehenden Infrastruktur zu ersetzen sowie die Vielfalt der Endnutzungsmöglichkeiten (z.B. für Strom, Wärme und Kraftstoffe für den Verkehr) machen Biomasse zu einer attraktiven und national verfügbaren Energieressource, die auf dem Weg der Dekarbonisierung vielseitig eingesetzt werden kann. Neben der Substitution fossiler Brennstoffe und der damit verbundenen Reduzierung der Treibhausgasemissionen können Bioenergie- und Biokraftstoffanlagen als punktuelle Quellen von biogenen CO_2 für die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung oder -nutzung dienen und bieten in bestimmten Fällen sogar die Möglichkeit netto-negative CO_2-Emissionen zu erzielen. Darüber hinaus können biogene Energieträger gut gespeichert werden und somit zur Resilienz von erneuerbaren Energiesystemen beitragen. Allerdings kann es bei der Nutzung von Bioenergie auch zu Zielkonflikten kommen, z. B. hinsichtlich der Nahrungsmittelproduktion und der Biodiversität, die durch ein gutes Management auf ökologisch und sozial nachhaltige Weise gehandhabt werden müssen. Aufgrund dessen muss die künftige Rolle der energetischen Nutzung von Biomasse als Maßnahme zum Klimaschutz und zur Dekarbonisierung des Energiesystems eingehend evaluiert werden, um die effizientesten und nachhaltigsten Nutzungspfade für Biomasse bzw. Bioenergie zu ermitteln.

Da Biomasse und deren Anbaufläche begrenzte Ressourcen sind, ist eine effiziente und nachhaltige Nutzung dieser Ressourcen somit unerlässlich. Leider bietet die europäische Politik hierfür nur wenig Orientierung. Von denselben Flächen werden Leistungen für die Gesellschaft erwartet, die nicht leicht miteinander in Einklang zu bringen sind, aber gegenseitige Vorteile und Kompromisse werden nur unzureichend berücksichtigt. Forschungsvorhaben wie das BIOSTRAT Projekt sind erforderlich, um die inhärente Mehrdeutigkeit politischer Ziele zu beleuchten und möglicherweise zu lösen.

Methode

Basierend auf einem Simulationsmodell werden dynamische Szenarien bis zum Jahr 2050 erstellt, um hinsichtlich wirtschaftlicher und ökologischer Aspekte optimale Biomassenutzungspfade zu identifizieren. Zur wirtschaftlichen Bewertung werden dabei die Gesamtkosten der einzelnen Biomassefraktionen untereinander sowie im Vergleich zu konventionellen Energieträgern verglichen. Zur Analyse der Kohlenstoffbilanzen der betrachteten Bioenergieträger werden Ökobilanzen für die ausgewählten Pfade durchgeführt.

Das Simulationsmodell umfasst:

- Statistiken: Dokumentation der historischen Entwicklung aller für Österreich relevanten biomassebasierten Primärressourcen und abgeleiteten Energieträger auf jährlicher Basis
- Analyse bestehender und möglicher zukünftiger Biomassepotenziale
- Energie- und Primärrohstoffmengen sowie entsprechende CO_2-Emissionen

[1] BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH, Inffeldgasse 21b, 8010 Graz, Austria, +43 5 02378-9455, christa.dissauer@best-research.eu, https://best-research.eu
[2] TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (TU Wien – EEG), wissenschaftlicher Partner, Gußhausstraße 25 -29 / E370-03, 1040 Wien, https://eeg.tuwien.ac.at
[3] Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald (BFW), wissenschaftlicher Partner, Seckendorff-Gudent Weg 8, 1131 Wien, https://www.bfw.gv.at

- Umweltanalyse: Berechnung der CO_2-Emissionen und der Gesamtenergieflüsse der betrachteten Bioenergiepfade
- Technische Kennzahlen wie Erträge und Umwandlungswirkungsgrade
- Analyse der Wirtschaftlichkeit von biomassebasierten Energieträgern in Abhängigkeit von der Entwicklung fossiler Energieträger
- Ökonomische Parameter: Investitionskosten der Konversionstechnologien, Kosten der Primärquellen, Preise der Energieträger (siehe Beispiel in Abbildung 1)
- Aspekte des technologischen Lernens

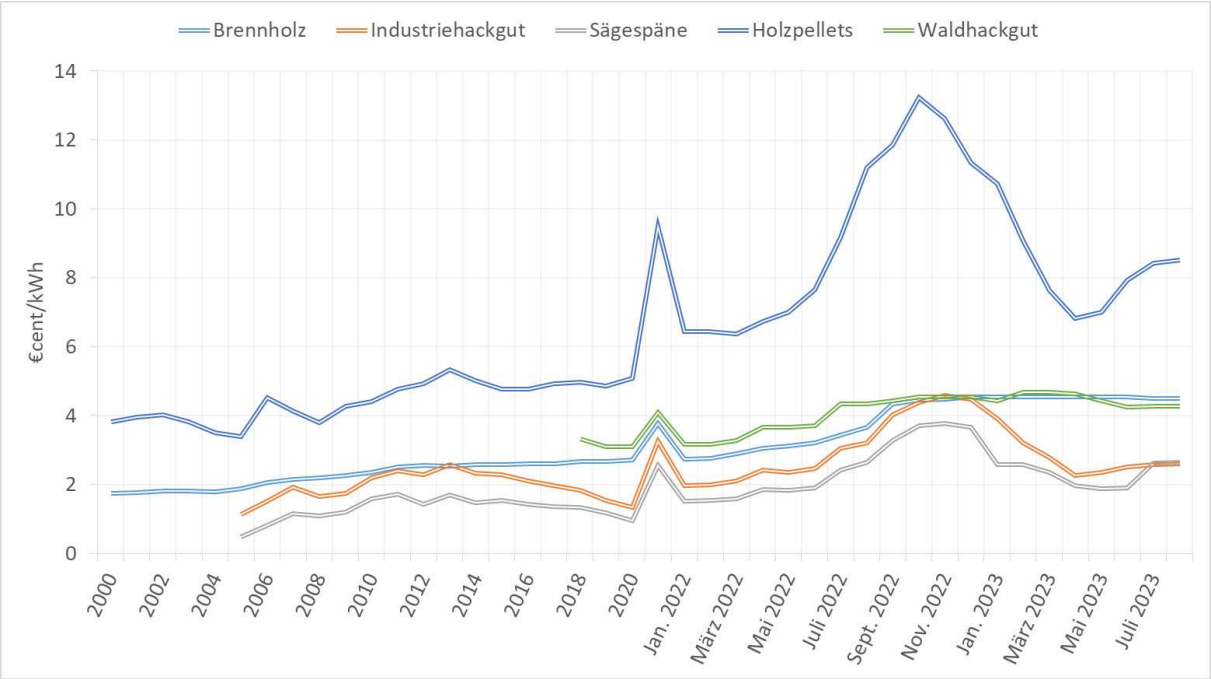


Abbildung 1: Historische Entwicklung der Biomassepreise in €cent/kWh. Quelle: Eigene Darstellung.

Erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse des BIOSTRAT[1] Projektes werden zu Strategien für politische Akteure aufbereitet, um den Klimawandel durch die Dekarbonisierung des Energiesystems zu bekämpfen und gleichzeitig eine nachhaltige Nutzung von Biomasse zu gewährleisten. Denn politische Entscheidungsträger spielen eine entscheidende Rolle bei der Erleichterung der Energiewende, indem sie ihr Priorität einräumen, Märkte für nachhaltige, kohlenstoffarme Technologien schaffen sowie Forschung und Entwicklung fördern.

Die wichtigsten erwarteten Ergebnisse sind dynamische Szenarien bis 2050, in denen

- die wirtschaftliche Bewertung von Energieträgern inkl. CO_2 Kosten,
- die bevorzugten Einsatzbereiche für Bioenergieträger anhand der Biomassepotentiale, und
- die bevorzugten Einsatzbereiche für Bioenergieträger anhand der Kosten sowie möglichen Emissionseinsparungen berücksichtigt werden sowie
- Politikstrategien, um das Szenario mit der optimalen Lösung für die Gesellschaft schrittweise umzusetzen, was eine Minimierung der Kosten sowie der Treibhausgasemissionen bedeuten würde.

[1] Das BIOSTRAT Projekt wird im Rahmen des 15. Call des ACRP gefördert.

5.1.3. Economic and Ecologic Analysis of Biomass-based Energy Carriers in Austria – Contribution to Decarbonizing the Energy Sector by 2040

Nadine GUERER[1], Amela AJANOVIC, Reinhard HAAS

Core objective

The core objective of this paper is to determine and compare the economic and environmental performance of the following eight biomass-to-energy carrier chains:

- Forest residue pellets, wheat straw pellets → Fischer Tropsch (FT) - Diesel
- Wood chips → local heat, electricity, SNG
- Sawing by-products (Wood Industry by-products) → heat from heat boilers, electricity, SNG

In a next step, scenarios for the years 2030 and 2050 will be constructed for the eight biomass-based energy carriers mentioned above, in order to provide an outlook for their potential economic and environmental performances, in comparison to their conventional alternatives.

Method of approach

For the economic analysis of the biomass-to-energy carrier chains that are being analysed in this paper, energy and capital costs, as well as the following, other costs are being considered: transport, operation & maintenance, electricity, heat and labour costs. In a final step, the total production cost of a certain biomass-based energy carrier is then compared to its conventional alternative. The sum of the above-mentioned variables represents the yearly total production costs, C_{total}, of a selected energy carrier – in this case, FT- Diesel, local heat, electricity, SNG and heat from heat boilers – from a selectged biomass fraction (feedstock, FS). This is summarized and expressed mathematically via Equation 1:

$$C_{total} = \frac{P_{FS}}{n_{ref}} + \frac{IC.\alpha}{T} + \frac{C_{O\&M}}{T} + R_{SP} \qquad [€/kWh] \qquad (1)$$

where:

EC……Energy content [kWh/ton FS]; FS…. Biomass fraction; P_{FS}…… FS costs [€/ton FS]; IC…… Investment costs [€/kW]; *n*…….. Refinery's efficiency; $C_{O\&M}$…..∑Op & Maintenance, transport, electricity, heat , labour costs [€/kW]; R_{SP}…. Revenue of by-products; T…. Full load hours [h/y]

For the environmental analysis of the selected biomass-energy carrier chains, the CO_2 input and the conversion efficiency for the feedstock in question, as well as the CO_2 input for the final energy carrier are considered. Subsequently, the biomass-based energy carrier's CO_2 balance is compared to the one of its conventional alternatives, e.g., natural gas. The sum of the mentioned variables represents the CO_2 balance, CO_{2_SP}, for the production of a specific energy carrier – in this case FT-Diesel, local heat, electricity, SNG and the heat from heat boilers – from a specific biomass fraction (feedstock, FS). This is summarized and mathematically expressed in Equation 2:

$$CO_{2_SP} = n_{FS} \,.\, CO_{2_FS_IN} + CO_{2_BF_IN} \qquad [\text{kg } CO_2/\text{kg BF}] \quad (2)$$

The CO_2 emissions ensuing due to growing a certain feedstock ($CO_{2\ FS_IN}$) as well as the CO_2 emissions ensuing due to the production of a certain energy carrier ($CO_{2\ BF_IN}$) can be further expressed in more detailed via Equations 2.1. and 2.2.:

$$CO_{2\,FS_IN} = CO_2\,[Passive/Sink + Fertilizer + Fuel\,(FS) + Fuel\,(Transport)] \quad [\text{kg } CO_2/\text{ kg FS}] \ (2.1)$$

$$CO_{2\,BF_IN} = CO_2\,[Credits\,(By-Products) + Pressing^2 + BF\ Conversion + other\ WTT + Transport\,(Gas\ Station, TTW)] \qquad [\text{kg } CO_2/\text{ kg BF}] \ (2.2)$$

---

[1],[2],[3], Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology, Gußhausstraße 25 - 29, 1040 Vienna, +43 1 58801 - 370341, guerer@eeg.tuwien.ac.at, https://eeg.tuwien.ac.at

[2] Note that this step does not apply to every Biomass-Energy carrier chain

where[1]:

η_{FS}… Efficiency of Biomass gasification process

$CO_{2_FS_IN}$ (CO_2 emissions ensuing due to growing a certain feedstock: $\sum CO_2$ (passive/sink, fertilizer, $fuel_{feedstock}$, $fuel_{transport}$) [kg CO_2/ kg FS]

$CO_{2_BF_IN}$ (CO_2 Emissions ensuing due to the production of a certain energy carrier) ….$\sum CO_2$ ($Credits_{by\text{-}products}$, Pressing, BF conversion, other WTT, $Transport_{gas\ station,}$TTW) [kg CO_2/kg BF]

Figure 1 represents the segmented total production cost for pine forest residue pellets-to-FT diesel and wheat straw pellets-to-FT diesel chains, including CO2 taxes in comparison to the corresponding Diesel price (EUR/kWh), all for the EU and year 2020. Figure 2 represents CO2 balances for the same chains for 2020, 2030 and 2050 compared to corresponding Diesel CO2 (TTW emissions) for the EU. The long version of the paper will include a more detailed and comprehensive analysis of different biomass fractions and energy carriers (as mentioned in core objective section).

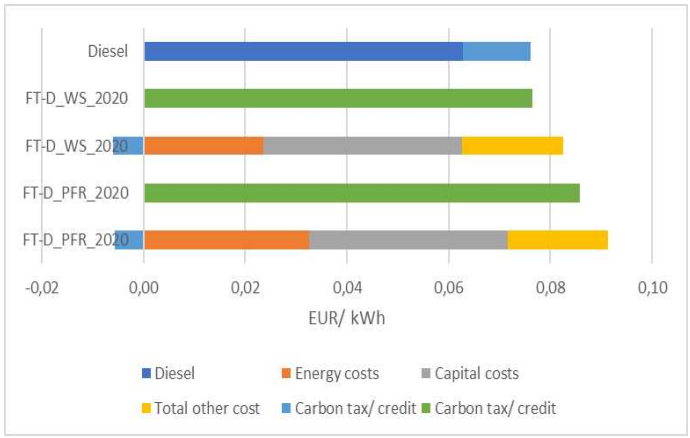


Figure 1: Total production costs for wheat straw-to-FT diesel & forest residues-to-FT diesel chains incl. CO_2 taxes for 2020 compared to corresponding Diesel price (€/kWh)

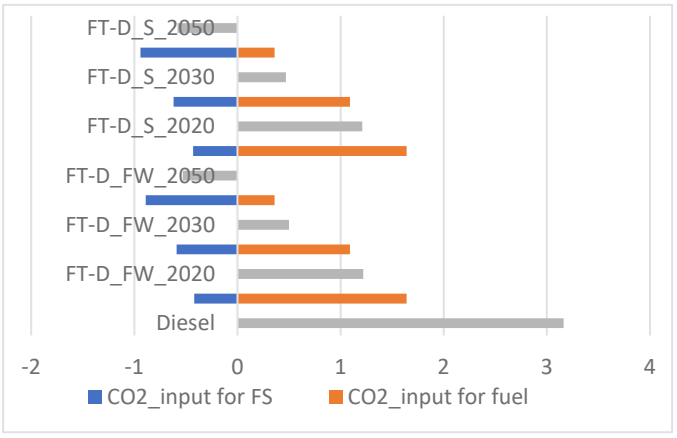


Figure 2: CO_2 balances for forest wood-to-FT diesel & straw-to-FT diesel chains for 2020, 2030 and 2050 compared to corresponding Diesel CO_2 (TTW emissions) for the EU

Results[2]

The most important results are: (i) Fig. 1 describes the structure of the current total production cost of forest wood-to-FT diesel and straw-to-FT diesel chains and compares these with the corresponding total production cost of diesel for 2020 (€/kWh). Note, that for each biomass-to-fuel chain, next to the segmented production costs, the total production costs including CO_2 taxes are given. While we can see the advantages of CO_2 tax in its contribution to a decrease of the total costs / kWh of fuel for both FT diesel chains, in 2020 it is evidently more economically feasible to produce conventional diesel, including CO_2 taxes; ii) figure 2 depicts the CO_2 balances of forest wood-to-FT diesel and straw-to-FT diesel chains for the years 2020, 2030 and 2050 and compares these to the corresponding conventional diesel CO_2 balance. While it is evident that at present the ecologic performance of FT diesel is already superior to that of conventional diesel, the environmental benefits in terms of negative lifecycle carbon emissions (kg CO_2/kg fuel) are expected to continuously increase until 2050 for both biomass-to- FT diesel chains under study.

[1] Abkürzungen: WTT… well-to-tank, TTW…tank-to-wheel

[2] Note that the results and conclusion sections are based on the environmental and economic analysis of FT-Diesel chains only.

5.1.4. Neue Märkte für erneuerbare Gase

Karina KNAUS[1], Christian FURTWÄNGLER[2]

Die Preisbildung für viele Güter, insbesondere für homogene Commodities wie Erdöl, Erdgas und Stahl, erfolgt grundsätzlich entlang der kurzfristigen Angebotskurve. Dies bedeutet, dass das ökonomische Marktgleichgewicht an dem Punkt etabliert wird, an dem sich der teuerste, aber noch zur Deckung der Nachfrage notwendige Produzent befindet. Die jeweiligen Grenzkosten, also die Kosten für eine zusätzliche Produktionseinheit (z.B. MWh), spielen dabei eine entscheidende Rolle, da sie bestimmen, ob ein Produzent bereit ist, seine Produkte auf diesem Markt anzubieten.

Dieses Marktgleichgewicht setzt jedoch voraus, dass die Märkte hinreichend entwickelt sind und eine gewisse Liquidität aufweisen, das heißt, es gibt genügend Käufer und Verkäufer. Der Markt für erneuerbare Gase stellt hingegen ein relativ neues ökonomisches Produkt dar. In diesem Paper werden daher die möglichen Phasen, die die Märkte für erneuerbare Gase durchlaufen könnten, sowie die derzeit im Entstehen begriffenen Märkte erörtert.

Preisbildung und Marktentwicklung

Die erwartete Preisbildung für Biomethan und grünen Wasserstoff (und möglicherweise weitere Produkte) hängt unter anderem von der tatsächlichen Marktentwicklung ab. In der Frühphase der Marktentwicklung, in der sich Biomethan und grüner Wasserstoff derzeit befinden, sind die tatsächlichen Handelsaktivitäten begrenzt und die Liquidität somit gering. Insbesondere auf der Nachfrageseite gibt es wenige Teilnehmer. Der Handel findet außerbörslich statt, ohne standardisierte Produkte. Erste Preisindizes werden veröffentlicht, basieren jedoch auf Kostenberechnungen oder auf Preisindikationen ausgewählter Marktteilnehmer (ähnlich dem "Chef-Trader-Verfahren").

Im Zuge der Transformation zu einem liquiden, wettbewerbsfähigen Markt verlagert sich ein Teil des Handels an Börsen, Clearinghäuser oder Broker und es entstehen handelbare Produkte. In dieser Phase könnte es eine Vielzahl an Produkten und Handelsplätzen geben, da diese versuchen, sich auf dem Markt für H_2 und/oder Biomethan zu etablieren. Commodity-spezifische Indizes gewinnen an Bedeutung für die Preisbildung. In einem entwickelten Markt geht eine hohe Handelsaktivität mit einer zunehmenden Standardisierung der Produkte und der Entwicklung eines eigenständigen Marktes einher. Das kurzfristige Marktgleichgewicht richtet sich nach den Grenzkosten des teuersten Produzenten, der zur Deckung der jeweiligen Nachfrage erforderlich ist. Preisunterschiede zwischen verschiedenen Ländern oder Regionen reflektieren die Kapazitäten für den Austausch zwischen diesen Gebieten.

Phase 1: Marktstart

- Liquidität: Gering; direkte Beziehungen zwischen Käufern und Verkäufern; wenige Nachfrageteilnehmer.
- Handel: Außerbörslich; keine standardisierten Produkte; erste Preisindizes basieren auf Kostenberechnungen oder dem Chief Trader-Verfahren.
- Preisbildung: Regulatorisch (LCOE-basiert); langfristige Verträge, möglicherweise indexiert auf Substitute (z.B. Erdgas).
- Geographische Abgrenzung: Lokale Märkte.

Phase 2: Transformation

- Liquidität: In einzelnen Teilsegmenten; überwiegend direkte Beziehungen; steigende Nachfrage.
- Handel: Standardisierte Verträge, möglicherweise Clearing; handelbare Produkte entstehen; geringe Liquidität bei standardisierten Produkten; möglicherweise viele

[1] Österreichische Energieagentur, Wien, karina.knaus@energyagency.at, www.energyagency.at
[2] Österreichische Energieagentur, Wien, christian.furtwängler@energyagency.at, www.energyagency.at

Handelsplätze.

- Preisbildung: Commodity-spezifische Indizes spielen eine größere Rolle; langfristige Verträge werden durch kurzfristigere Verträge oder Produkte ergänzt.
- Geographische Abgrenzung: Märkte werden globaler.

Phase 3: Entwickelter Markt

- Liquidität: Hoch; liquider Handel mit Herkunftsnachweisen; hohe Wettbewerbsintensität bei ausreichender Anzahl von Käufern und Verkäufern.
- Handel: Teilweise börslich; Liquidität bei standardisierten Produkten; mögliche Konsolidierung an Handelsplätzen.
- Preisbildung: Eigenständiger Markt mit Grenzkosten-Gleichgewicht; robuste Preissignale für standardisierte Produkte; Herkunftsnachweise reflektieren Preisunterschiede.
- Geographische Abgrenzung: Globale Märkte oder entsprechend bepreiste Austauschkapazitäten (virtueller Handelspunkt).

In welchem Zeitraum sich die Märkte für Biomethan und grünen Wasserstoff entlang der Phasen entwickeln werden, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzen. Die Energiebörse EEX rechnet mit der Entwicklung eines liquiden, geclearten Handels für Wasserstoff zwischen 2028 und 2030. Erste Wasserstoffauktionen sind jedoch bereits für 2024 geplant. Die Initiative HyXchange, unterstützt von Gasunie sowie einigen Häfen (Rotterdam, Antwerpen) und Handelsteilnehmern, erwartet ab 2026 börsliche Handelsaktivitäten.

Märkte für erneuerbare Gase

Derzeit existieren kaum oder keine Handelsmöglichkeiten für Biomethan und grünem Wasserstoff. Bei Wasserstoff gibt es erste Preisindizes, die in der Regel täglich oder wöchentlich von Handelsplätzen veröffentlicht werden. Für Biomethan listen Preisreporter wie Argus oder S&P Global Preise für Herkunftsnachweise in Europa bzw. einzelnen Ländern. Diese beruhen auf Einschätzungen von Händlern und sind kostenpflichtig und daher öffentlich nicht zugänglich. Am CEGH existiert eine erste Handelsplattform („CEGH GreenGas Platform“) in Form eines Schwarzen Bretts, das das Matching von Angeboten für Biomethan und HKNs ermöglichen soll. Tabelle 1 zeigt die relevanten Indizes für Österreich im Bereich Wasserstoff.

Handelsplatz	Preisindizes	Region	Zeitliche Ausprägung
CEGH	CEGH Green Hydrogen Index	Österreich, Zentraleuropa	Spot, Forward und 10 Jahres PPA
EEX	Hydrix	Deutschland	Wöchentlich (auf Basis Angebot und Nachfrage)
HyXchange	HYCLICX	Niederlande	Nur Spot

Tabelle 1: Aktuelle Preisindizes und Handelsmöglichkeiten für Biomethand und Wasserstoff

5.1.5. Analyse des Nutzungsverhaltens und Untersuchung der Einflussfaktoren auf die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland

Tobias BOPP [1], Nils GRÄFER, Bernd ENGEL

Kurzfassung

Die Studie analysiert die Faktoren, die die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland beeinflussen, und beleuchtet die Diskrepanz zwischen der positiven Einstellung zu erneuerbaren Energien und der tatsächlichen Nutzung sowie der Zahlungsbereitschaft. Die Ergebnisse einer Online-Umfrage mit Teilnehmern aus verschiedenen soziodemografischen Schichten zeigen, dass persönliche Einstellung, Engagement für Umweltschutz und politische Rahmenbedingungen als Haupttreiber identifiziert wurden, während die soziale Umgebung und subjektive Normen weniger Einfluss hatten. Die Studie zeigt eine Diskrepanz zwischen der positiven Einstellung zu erneuerbaren Energien und der tatsächlichen Nutzung auf und legt nahe, dass die Zahlungsbereitschaft der Menschen sich an den aktuellen Strompreisen orientiert. Weitere Forschung, insbesondere im finanziellen Bereich, wird als notwendig erachtet, um die Umfragebeschränkungen zu überwinden.

Keywords

Energiewende, Erneuerbare Energien, Nutzungsverhalten, Zahlungsbereitschaft, Umfrageanalyse

Energiewende und gesellschaftliche Wahrnehmung

Die Energiewende in Deutschland ist ein umfassendes Projekt, das einen systemischen Wandel des Energieversorgungssystems hin zu einer nachhaltigen und umweltfreundlichen Energieerzeugung anstrebt [1]. Die Akzeptanz und das Verhalten der Bevölkerung sind dabei von zentraler Bedeutung für den Erfolg dieser Transformation [2]. Die Studie zielt darauf ab, das Selbstverständnis der Deutschen in Bezug auf Nachhaltigkeit zu erforschen und zu analysieren, wie das Wissen über Strom aus erneuerbaren Energien die Wahl des Stromversorgers beeinflusst [3].

Methodische Herangehensweise und Datenerhebung

Methodische Herangehensweise und Datenerhebung: Die methodische Grundlage der Studie bildet eine Online-Umfrage mit 1090 Teilnehmern, die zu ihrer Einstellung und ihrem Verhalten in Bezug auf erneuerbare Energien befragt wurden. Die Teilnehmer wurden nach demografischen Merkmalen wie Alter, Bildungsniveau, Einkommen und Wohnort kategorisiert, um differenzierte Einblicke in verschiedene Bevölkerungsgruppen zu erhalten. Die Datenanalyse erfolgte mittels Strukturgleichungsmodellierung (SEM), um die komplexen Beziehungen zwischen den Variablen zu untersuchen und zu verstehen, welche Faktoren die Nutzung von erneuerbaren Energien beeinflussen.

Einflussfaktoren und Nutzungsbereitschaft

Die Analyse der Umfragedaten ergab, dass die persönliche Einstellung zu erneuerbaren Energien, das Engagement für den Umweltschutz und politische Rahmenbedingungen die Haupttreiber für die Nutzung von erneuerbaren Energien sind. Soziale Umgebung und subjektive Normen hatten hingegen kaum Einfluss. Es wurde eine Diskrepanz zwischen der positiven Einstellung zu erneuerbaren Energien und der tatsächlichen Nutzung festgestellt. Zudem zeigte sich, dass die Zahlungsbereitschaft der Menschen sich an den aktuellen Strompreisen orientiert und nicht darüber hinausgeht. Die Studie betont die Notwendigkeit weiterer Forschung, insbesondere im Hinblick auf den finanziellen Aspekt der Nutzung erneuerbarer Energien.

[1] elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Technische Universität Braunschweig, tobias_bopp@outlook.de

Ausblick

Die Analyse hat gezeigt, dass die für das Erreichen der Klimaziele nötige Akzeptanzsteigerung eine Fokussierung auf die Senkung der Stromkosten für private Haushalte voraussetzt. Eine mögliche Strategie dafür ist die Sektorkopplung, bei der die Bereiche Strom, Heizung und Verkehr intelligent vernetzt werden, um Energie effizienter zu nutzen und Produktionsüberschüsse auszugleichen. Des Weiteren könnten Wärmepumpen in Privathaushalten dazu beitragen, den Stromverbrauch zu senken, indem sie überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen in Wärme umwandeln. Zusätzlich könnten die Förderung von Solaranlagen, die Einführung von Smart Grids und die Unterstützung energieeffizienter Haushaltsgeräte durch Gesetzgebung und Subventionen den Strompreis weiter senken. Diese Maßnahmen würden nicht nur die Kosten für die Verbraucher reduzieren, sondern auch die politischen Bestrebungen zur Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien unterstützen. So könnten sie einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, indem sie die Attraktivität und Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien für private Haushalte steigern.

Referenzen

[1] Sonnenberger, M. & Ruddat, M. (2016). Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende.
[2] Renn, O. & Schweizer, P. J. (2009). Inclusive risk governance.
[3] Kuckartz, U. (2000). Umweltbewusstsein in Deutschland 2000.

5.1.6. Limited Investments in Renewable Capacity Strategic Supply Reduction, Arrow Replacement Effect, and Unexpected Bureaucratic Delays

Christoph KRETSCHMER[1]

Investments in additional renewable capacity are necessary to fight the global climate crisis. Yet, energy markets are concentrated around some dominant firms with market power, the market design of electricity markets is complex, and multiple regulatory market entry barriers exist. Against this background, I analyze three microeconomic effects by which a firm´s investment decision into additional renewable capacity is influenced. First, I scrutinize the strategic reduction of investment in additional generation units. I show that firms decrease investments in capacity below the socially optimal value to increase prices in subsequent production markets. Second, I point out the importance of the Arrow replacement effect for investments. Incumbents have a decreased incentive to invest in additional capacity compared to entrants because additional capacity cannibalizes the profits of already existing generation units. Both effects reduce total investments in renewables and are economically significant if regulatory market entry barriers exist. Third, I examine the timing of investments and the effect of unanticipated delays in bureaucracy on already-existing investment plans. Put together, this paper gives an overview of some important microeconomic effects that slow down the transformation to a green energy system.

Strategic Supply Reduction in Investment

Strategic supply reduction in energy markets is a well-understood phenomenon. Companies with market power reduce their production of energy to increase market prices. In this paper, I set up a Cournot model encompassing investment and production decisions and show that firms reduce investments strategically. This result remains unchanged even if firms do not curtail their energy production strategically. Assuming market power, the last unit of capacity constructed generates a higher revenue than the total costs. So, any unit wins a positive margin.

At least three reasons render strategic reductions in investment more lucrative for firms compared to reductions in production: First, firms save not only the marginal costs of energy production but also the fixed costs of additional investments. Second, regulatory authorities find it challenging to compel a firm to invest in additional capacity, whereas monitoring and penalizing firms utilizing market power to curtail production below capacity limits is feasible. Third, high initial investments, regulatory necessities, and bureaucratic transaction costs impede market entry. Consequently, supply reductions in investment can be sustained in equilibrium.

Arrow Replacement Effect in Investment

Second, I analyze the Arrow replacement effect for investments in additional capacity. To my knowledge, I am the first to highlight the Arrow replacement effect's importance in energy investments. I assume that entrants and/or incumbents invest in a market with a pre-defined, existing capacity. The number of firms investing, as well as the share of incumbents (and entrants) differ between the scenarios. As before, I model firms` behavior in a Cournot model consisting of an investment and a production decision.

In the first scenario, two incumbents invest in additional capacity. Compared to a model without incumbency, the additional constructed capacity shrinks. Yet, the total capacity and the production of final goods increase. An interpretation of this result is: If a state subsidizes the construction of the first-generation facilities of a new technology (as it was done for renewables), the total capacity in the market increases, and the market price of the final good reduces.

In the second scenario, one entrant invests in capacity instead of one of the two incumbents. Besides having no initial capacity, entrant and incumbent are symmetric. In comparison with the first scenario,

[1] Universität Bayreuth, Universitätsstraße 30, RW, 95440 Bayreuth, christoph.kretschmer@uni-bayreuth.de

total investments increase. The entrant invests in more capacity compared to the incumbent that it replaces. The impact of an additional unit of capacity is more pronounced on the profits of an incumbent: Each additional unit of capacity depresses the market price and reduces the profits of all existing capacity, including the older units. To limit the depressing influence of capacity on the market price, the incumbent invests in less additional capacity.

In a variation of the model, I incorporate learning costs for the entrants. Learning costs can be interpreted as bureaucratic costs, costs of getting to know the market design and organization in a specific industry, or any friction that influences market entries. These costs increase the costs of investing for an entrant relative to an incumbent. I show that learning costs render the market entry of entrants sometimes unprofitable. This leads to higher prices for electricity.

Unexpected Bureaucratic Delays

Third, I model the effect of unexpected bureaucratic delays: After firms decide on an investment plan in additional capacity and start to construct new capacity, bureaucracy stops further constructions suddenly due to, for example, lengthy internal processes. So, the firm completed only a fraction of the planned construction. I analyze the incentive of firms to reevaluate their investment plan and to change the targeted capacity. The results differ depending on whether firms optimize their investment activities in time. If they do so, they split up investments in multiple periods. This is reasonable whenever the price of intermediate goods depends positively on the amount of constructed capacity. Renewable energies satisfy this assumption: High-skilled labour is scarce, and necessary materials and machines are hard to acquire. I demonstrate that if firms optimize their investments in time, an unexpected bureaucratic stop postpones the construction of capacity. More importantly, this leads to lower overall capacity investments. The reason is that capacity construction in the later period becomes more expensive because the demand and the price for intermediate goods increase.

Surprisingly, if firms are myopic (they do not optimize in time), bureaucratic halts are positive for society. They force companies to reconsider their investment decision and make them optimize in time. Moreover, a second channel is active: Already constructed capacity is paid. Building additional capacity after the halt increases only the costs of still-to-be-built capacity. Therefore, in total, more capacity is constructed.

Implications for Political Decision-Makers

All three microeconomic effects highlight the significance of market frictions in shaping investment decisions in renewable capacity. Political decision-makers should target two aims: first, to minimize (bureaucratic) market-entry barriers in energy markets, and second, to foster learning and knowledge spillovers, particularly for potential entrants. This can be done by facilitating regulatory standards or by offering programs that teach baseline knowledge to entrants. Moreover, a focus on small-scale suppliers is favorable: Compared to brown energy, renewable energy production has fewer returns to scale. So, a less concentrated energy market is in the interest of welfare. Potentially, political decision-makers can motivate the market entry of new players by buying in the investment in additional resources by themselves and auctioning off its operation. Thereby, the state would take the risk of investment and bureaucratic delay. This remedy is worthwhile if the probability of investing too much is small and if potential entrants are risk-averse or specialized in operating and maintaining generation units (instead of being specialized in constructing energy units).

Altogether, this paper describes three microeconomic effects that slow down investments in renewable capacity: First, energy companies strategically reduce investments in capacity to increase prices in subsequent production markets. Second, the Arrow replacement effect for investments generates an increased incentive to invest in capacity for entrants compared to incumbents. Last, unexpected bureaucratic delays in the build-up of generation facilities reduce the total capacity constructed – if firms optimize their investment decision in time. All in all, bureaucratic procedures that increase market entry barriers exacerbate all three effects.

5.2. PHOTOVOLTAIK

5.2.1. Alternative Photovoltaikpotenziale in der Steiermark

Marlene LOIDL(*), Jeannine SCHIEDER(*), Lohiya SATHISHKUMAR(*), Melanie HORN(*), Christof SUMEREDER

Einleitung

Das Erneuerbaren Ausbaugesetz sieht bis 2030 einen Photovoltaik-Ausbau auf 11TWh vor. Dachflächen alleine werden für diesen Ausbau nicht ausreichen. Gleichzeitig ist es auch nicht wünschenswert, die fehlenden Dachflächen durch Freiflächenanlagen zu kompensieren, da dadurch wertvolles Agrarland verloren gehen würde. Daher setzt das Projekt PV4EAG auf die Identifikation von alternativen PV-Potenzialen. Dazu zählen PV-Anlagen auf Verkehrsflächen (Parkplätze) und Lärmschutzwänden, aber auch gebäudeintegrierte PV (GIPV), Floating-PV (FPV) und Agri-PV. Ziel war es, Flächen- und Energiepotenziale dieser innovativen PV-Anlagentypen in der Steiermark zu ermitteln.

Methodik

Für die Flächenpotenzialanalyse wurden 7 repräsentative Testgebiete in der Steiermark definiert, die 5% der Fläche der Steiermark mit unterschiedlicher Urban-Rural-Struktur und verschiedener Topologie abbilden. Für horizontale PV-Typen wurde zur Ermittlung des Flächenpotenzials eine Multikriterien-Analyse (MCA) genutzt. Für vertikale PV-Typen (Lärmschutzwände / Fassaden) kam Machine-Learning (ML) zum Einsatz, wodurch auch die Verschattung von benachbarten Objekten berücksichtig werden konnte.

Ausgehend von der Flächenpotenzialanalyse danach das Energiepotenzial ermittelt. Dazu wurden einzelne Musterprojektierungen durchgeführt, um daraus Berechnungsformeln für Anlagenleistung und Energieertrag von den unterschiedlichen PV-Type zu entwickeln. Als Beispiel werden an dieser Stelle gebäudeintegrierten PV-Anlagen vorgestellt. Das Energiepotenzial der jeweiligen Flächen wurde mit der untenstehenden Berechnungsformel und den im Anschluss gelisteten Einflussfaktoren ermittelt.

$$P = A_{Polygon} * FN * \eta_{Modul}$$

Formel 1: Berechnung der Anlagenleistung

$$E = A_{Polygon} * FN * \eta_{Modul} * GHI * 365 * AF_O + \eta_{Anlage}$$

Formel 2: Berechnung des Energiepotenzials von Gebäudeintegrierten PV-Anlagen

Legende:

- P… Anlagenleistung [kWp]
- E... Energiepotenzial [kWh/a]
- GHI... Globalstrahlungsenergie [kWh/m²/Tag]
- $A_{Polygon}$... Polygonfläche/Sunarea/von der Sonne beschienene Fassadenfläche [m²]
- FN... Flächennutzungsgrad [%]
- η_{Modul}... Spez. Leistung der Module [kWp/m²]
- AF... Aufstellungsfaktor []
- η_{Anlage}… Anlagenwirkungsgrad [%]

Um die Ergebnisse der Berechnungen zu validieren, wurden die PV-Anlagen auch mit einem kommerziellen Planungstool simuliert und deren Energiebetrag berechnet. Zusätzlich wurden die gemessenen Energieerträge von PV-Anlagen der Energielabore der FH JOANNEUM und des Campus 02 als Vergleichswerte herangezogen.

Ergebnisse

Resultate des Projekts sind Darstellungen der für den PV-Ausbau geeignete Flächen einerseits und die zu erwartenden Energieerträge andererseits. Die untenstehende Abbildung 1 zeigt das Ausbaupotenzial hinsichtlich Flächeneignung und erwartbaren Energieertrag.

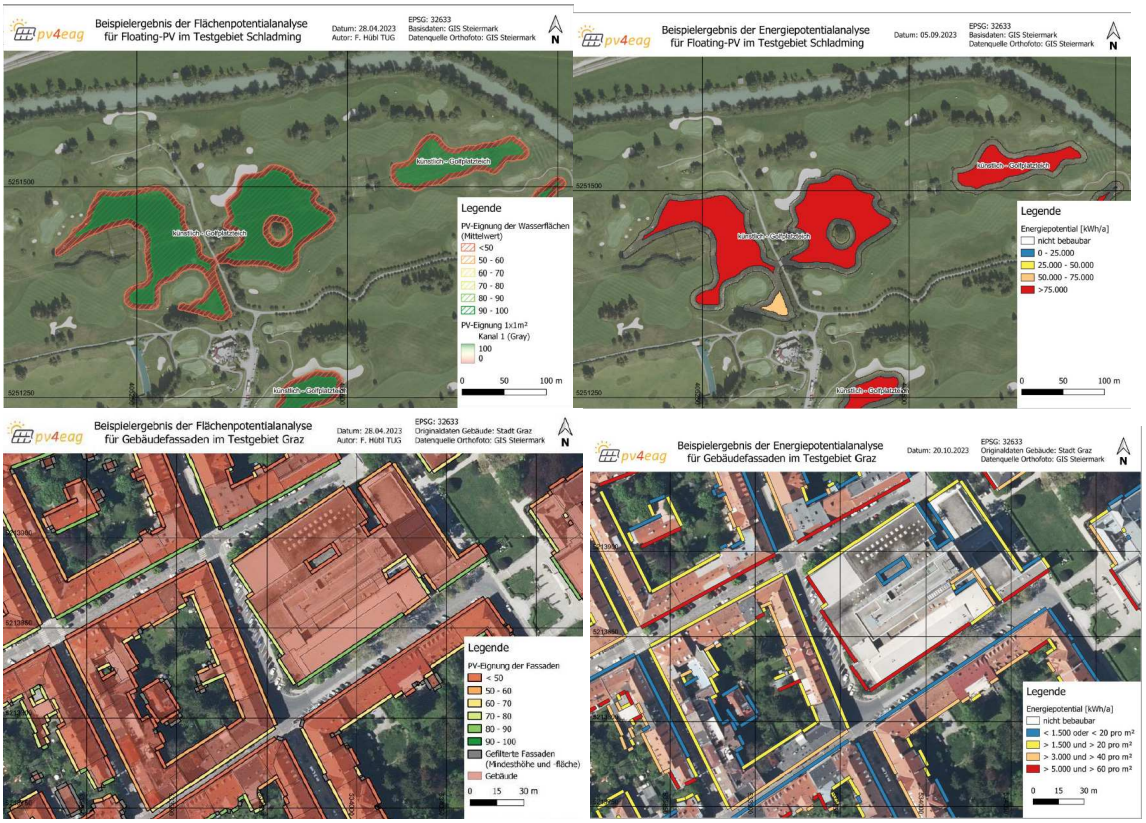


Abbildung 1: Ermitteltes Flächen- und Energiepotenzial von FPV (oben) und GIPV (unten)

Die linken Darstellungen in Abbildung 1 zeigen jeweils die Flächeneignung und in den rechten Grafiken ist das zu erwartende Energiepotenzial ersichtlich. Grundlage für diese Auswertungen waren öffentlich zugängliche Daten sowie kostenpflichtige 3D-Gebäudemodelle. Mittels MCA konnten die ertragsreichen Bereiche selektiert und mittels ML die Verschattung ermittelt werden. Aufgrund der Topologie, Flächenwidmung, Bodenqualität, Verschattung, Bebauungsdichte und vielen weiteren Kriterien zeigte sich, dass jedes Testgebiet zu individuell anderen Ergebnissen hinsichtlich PV-Potenzial führt. In ländlicheren Regionen mit höherem Gewässeranteil wie Schladming oder Fürstenfeld weist Floating-PV ein großes Energiepotenzial auf. Agri-PV bietet in landwirtschaftlich genutzten Gebieten wie beispielsweise Leibnitz und Fürstenfeld eine sinnvolle Ergänzung. In den größeren Städten wie Graz und Leoben ist dagegen bei GIPV und Parkplatz-PV das größte Potenzial gegeben.

Ausblick

Die Ergebnisse werden als Geo-Datenbank für die Nutzung in GIS-Programmen auf der Projekthomepage veröffentlicht. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen als Entscheidungsgrundlage für den Ausbau von innovativen PV-Anlagen dienen. Im Folgeprojekt AI4PV4EAG sollen die Flächen- und Energiepotenzialanalyse mittels Künstlicher Intelligenz auf andere Bundesländer wie Oberösterreich und Salzburg ausgeweitet werden.

Danksagung

Diese Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts "Analyse von Flächen- und Energiepotenzialen mittels KI für alternative PV-Systeme als Beitrag zum EAG" (kurz PV4EAG) durchgeführt, welches aus Mitteln der FFG (Projekt #4176714, 2022-2023) gefördert wird.

5.2.2. Entwicklung eines Tools zur spezifischen, lastgangbasierten Eigenverbrauchsoptimierung mittels PV-Leistungsprognose

Klaus MARKGRAF[1]

Abstract

Das Vorhaben der Bundesregierung bis 2050 80 % der Bruttostromversorgung mit erneuerbaren Energien abzudecken, bringt neben wichtigen ökologischen Vorteilen auch einige Herausforderungen mit sich. Eine davon ist, dass die hohe Anzahl von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) schon jetzt dafür sorgt, dass bei langanhaltendem, sonnigem Wetter die hohe Einspeiseleistung die Sicherheit des Stromverteilnetzes gefährdet. Um dies zu verhindern, wird aktive Forschung im Bereich der PV-Leistungsprognose betrieben. Dies erfolgt vorrangig zu dem Zweck, dem Netzbetreiber im Vorfeld die zu erwartende Leistung aufzeigen zu können, sodass dieser einen größeren Handlungszeitraum hat und die Sicherheit des Stromnetzes dadurch gesteigert wird. Die hohen, jährlichen Stromverbräuche von Privathaushalten und die wachsende Anzahl von PV-Anlagen zur privaten Nutzung führen jedoch dazu, dass sich auch das energetische Verhalten von Privathaushalten, in Form des Eigenverbrauchs auf die Netzsicherheit auswirkt [1]. Hinzu kommt, dass Privathaushalte aus persönlicher Motivation an einer Steigerung ihres Eigenverbrauchs interessiert sind, da jede, vom Netzbetreiber bezogene kWh ein Vielfaches dessen kostet, was diese durch eine Einspeisung derselben Energiemenge bekommen. Jedoch existiert für Privathaushalte keine Software, mit der der spezifische Verbrauch der eigenen Haushaltsgeräte auf Basis einer PV-Prognose optimiert werden kann. Das hier beschriebene Projekt verfolgt aus diesem Grund das Ziel, eine solche Software zu erstellen und diese hinsichtlich Ihres Potenzials zu analysieren.

Um adäquate PV-Leistungsprognosedaten für die Verwendung innerhalb der Software nutzen zu können, wurden unterschiedliche Modelle und deren Prognosemethoden sowohl auf ihre Genauigkeit als auch auf ihre Qualität hinsichtlich des Verwendungsziels untersucht. Dabei kamen sowohl statistische, als auch physikalische Prognosemodelle zum Einsatz, welche in Anlehnung an die Studie [2] mittels der normalisierten RSME-Fehlermetrik über einen Zeitraum von 60 Tagen verglichen wurden. Als Grundlage für den Vergleich dienten zwei örtlich voneinander getrennte PV-Anlagen, die sich sowohl hinsichtlich ihrer Ausrichtung als auch der Neigung unterscheiden. Auf diese Weise war es möglich, zunächst die generelle Genauigkeit der Prognosemodelle zu ermitteln und diese mit Modellen anderer Studien [2], [3] zu vergleichen. Zusätzlich dazu, wurde für jeden untersuchten Tag auch das generelle Prognoseverhalten der Modelle näher betrachtet, sodass eine Berücksichtigung der Qualität der Modelle, gemäß der Referenz [4] ebenfalls erfolgen konnte. Obwohl die Studie [2] auf die negative Korrelation zwischen der Genauigkeit und dem Prognosehorizont hinweist, war es nicht möglich diesen geringer zu wählen als bis zum Ende des kommenden Tages. Grund dafür ist die Handlungszeit zur Vorbereitung und Umsetzung der ermittelten Verbraucherkonstellation, die alle Nutzer:innen der Software benötigen.

Neben den zu erwartende PV-Leistungen sind es die Lastprofile der elektrischen Verbraucher, welche für eine Eigenverbrauchsoptimierung berücksichtigt werden müssen. Zur Ermittlung dieser und in Mangel an Quellen zu bereits aufgenommenen Daten, wurden im Laufe des Projekts selbständig Lastgänge verschiedener Geräte und Hersteller mit minutengenauer Auflösung aufgenommen. Diese dienen stellvertretend für gleiche Geräte anderer Hersteller als Standardlastprofile und sind zu diesem Zweck in der Software hinterlegt. Neben diesen Lastprofilen ermöglicht es die Anwendung für alle Nutzer:innen die vorhandenen Daten durch die Lastprofile der eignen Haushaltsgeräte mittels eines einfachen Imports zu ergänzen. Somit kann die für den kommenden Tag zu optimierende Verbraucherkonstellation bei Bedarf als tatsächlicher, digitaler Zwilling innerhalb der Software dargestellt werden.

Zur Ermittlung einer Verbraucherkonstellation, die zu einem maximalen Eigenverbrauch führt, bedarf es eines Optimierungsalgorithmus. Dieser muss, bezogen auf die prognostizierte PV-Leistung, die

[1] Technische Hochschule Brandenburg, Magdeburger Straße 50, 03381/355-373, 03381/355-199, markgraf@th-brandenburg.de, https://www.th-brandenburg.de

Startzeiten der Verbraucher variieren, bis der Bedarf an externer elektrischer Energie minimiert ist. Zudem muss der Optimierungsprozess verschiedene Nebenbedingungen berücksichtigen, welche für den realen Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von privaten Haushalten entscheidend sind. Zu diesen Nebenbedingen zählen unter anderem:

- ein möglicher Parallelbetrieb der Verbraucher,
- spezifische Start- und Endzeiten der Verbraucher hinsichtlich des Nutzerverhaltens,
- Berücksichtigung der wirtschaftlichen Wertigkeit von Netzstrom im Vergleich zu PV-Strom.

Dem Ziel entsprechend, wurde ein Optimierungsproblem formuliert und programmiert, welcher auf Basis ganzzahliger Optimierungsparameter den maximalen Eigenverbrauch unter Berücksichtigung aller genannten Nebenbedingungen ermittelt.

Mithilfe dieses Optimierungsalgorithmus war die Entwicklung eines Softwaretools möglich, welches unter Berücksichtigung der individuellen Parameter der PV-Anlage wie Ausrichtung, Neigung und Anlagengröße, sowie spezifischer, realer Lastdaten, alle für den kommenden Tag geplanten Verbraucher zeitlich so konstelliert, dass es Nutzer:innen ermöglicht wird, den Betrieb der Verbraucher entsprechend zu planen und vorzubereiten.

Um das Potenzial des fertigstellten Softwaretools zu analysieren, wurde zunächst ein Szenario mit einer festen Verbraucherliste für jeden Wochentag erstellt und über einen Zeitraum von 60 Tagen an einer der zur Verfügung stehenden PV-Anlagen angewandt. Dabei wurde jeweils für den kommenden Tag eine PV-Prognose erstellt und mittels der Software die gemäß dem Szenario verwendeten Verbraucher zeitlich betrieben. Im Nachgang konnte mittels des realen PV-Ertragsprofils des Tages bestimmt werden, wie hoch die eingespeiste und die vom Netzbetreiber benötigte Energie bei Befolgung der Handlungsempfehlung war. Dem entgegengesetzt wurde eine intuitive Verbraucherkonstellation, welche auf der Annahme beruht, dass Besitzer:innen von PV-Anlagen dazu tendieren, elektrische Geräte um die Mittagszeit zu betreiben.

Mittels der durchgeführten Potenzialanalyse konnte, wie in Tabelle 1 aufgeführt, bewiesen werden, dass die Verwendung der Software den Eigenverbrauch privater Haushalte steigern und somit gleichzeitig das Stromnetz entlasten kann. Die marginal wirkenden Unterschiede zwischen den Handlungsweisen finden ihre Begründung unter anderem darin, dass die genutzte PV-Anlage nach Süden ausgerichtet war, was den intuitiven Betrieb begünstigte. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass die Entlastung des Netzes zum einen mit der Anzahl der Nutzer:innen korrelieren würde. Dementsprechend werden weiterführende Studien zur Potenzialanalyse der Software als sinnvoll erachtet.

	Eingespeiste Energie in optimiertem Szenario / kWh (prozentuale Differenz zum intuitiven Betrieb)	Bezogene Energie in optimiertem Szenario / kWh (prozentuale Differenz zum intuitiven Betrieb)	Eingespeiste Energie in intuitivem Szenario / kWh	Bezogene Energie in intuitivem Szenario / kWh
Anlage Süd, 30°, 880 W	39,2 (-9,7 %)	149,5 (-2,8 %)	43,4	153,8

Tabelle 1: Ergebnisse der 60 Tage-Testreihe einer optimierten und einer intuitiven Verbrauchernutzung gemäß dem festgelegten Szenario

Referenzen

[1] W. Marańda, „Analysis of self-consumption of energy from grid-connected photovoltaic system for various load scenarios with short-term buffering“, *SN Appl. Sci.*, Bd. 1, Nr. 5, S. 406, Mai 2019, doi: 10.1007/s42452-019-0432-5.

[2] T. N. Nguyen and F. Müsgens, „What drives the accuracy of PV output forecasts?“, *Applied Energy*, Bd. 323, S. 119603, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119603.

[3] K. J. Iheanetu, „Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review“, *Sustainability*, Bd. 14, Nr. 24, S. 17005, Dez. 2022, doi: 10.3390/su142417005.

[4] D. Yang *u. a.*, „Verification of deterministic solar forecasts“, *Solar Energy*, Bd. 210, S. 20–37, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.019.

5.2.3. Prognose der Einspeisung aus PV-Anlagen mit Hilfe von Wettervorhersagen

Tobias LECHNER(*)[1], Florian BOGENDÖRFER, Sebastian SEIFRIED, Johanna TIMMERMANN[2], Claudia BERNECKER-CASTRO, Georg KERBER[3], Kathrin SCHAARSCHMIDT[4], Steffen HERRMANN[5], Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

Motivation und Problemstellung

Im Forschungsprojekt LINDA wurde ein Konzept zur Notversorgung von kritischer Infrastruktur mit Hilfe von lokalen Inselnetzen unter Einbeziehung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) entworfen und erfolgreich im realen Netz erprobt. Bei diesem Konzept wird der Wirkleistungsausgleich im Inselnetz über die Netzfrequenz und der Blindleistungsausgleich über die Spannung erreicht [1]. Die Basis hierfür bilden die in den deutschen Normen und technischen Anschlussregeln geforderten *P(f)* und *Q(U)* Statiken für DEA. Durch dieses Vorgehen ist keine Kommunikation zwischen den Lasten und Erzeugern im Inselnetz notwendig. Hierdurch resultiert eine gute Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Netzgebiete. Eine Zielsetzung des Nachfolgeprojekts LINDA 2.0 ist es, dieses Konzept auf Netzersatzanlagen (NEA) zu übertragen. NEA werden u. a. von Verteilnetzbetreibern (VNB) während Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Niederspannungsnetz eingesetzt. Technisch gesehen ist der Netzersatzbetrieb ein gewolltes Inselnetz. Während des Betriebs mit konventionellen NEA (Dieselaggregat) wird die Inselnetzfrequenz auf 51,7 Hz erhöht, um alle DEA (überwiegend PV-Anlagen) gemäß der technischen Anschlussregeln vom Netz zu trennen. DEA können das Inselnetz destabilisieren, z. B. wenn deren Einspeisung die Last im Netz übersteigt. Um diese Trennung der DEA zu vermeiden, wird eine hybride NEA, bestehend aus einem Batteriespeicher, einem Netzbildenden Umrichter und einem Range Extender (Dieselaggregat) entwickelt. Der Range Extender ist nur in Betrieb, wenn die Batterieladung nicht mehr für den Inselnetzbetrieb ausreicht. Durch den Batteriespeicher erlaubt die hybride NEA eine Einspeisung aus DEA während des Inselnetzbetriebs. [2]. Für die Auslegung und Einsatzplanung der hybriden NEA wurde ein Energiebilanztool entworfen und vorgestellt in [2]. Mit Hilfe einer Last- und PV-Prognose wird die Energiebilanz für den Aggregateinsatz errechnet um daraus Empfehlungen für die Einsatzplanung abgeleitet. Die PV-Prognose basiert auf dem in [3] gezeigten Modell mit Hilfe von öffentlich zugänglichen Wetterberichten. Essentiell für die Vorhersage mit diesem Modell ist der clearness Index (Himmelsklarheit) k_{T}. Der clearness index beschreibt das Verhältnis aus der extraterrestrischen Strahlung G_{oh} zu der auf der Erdoberfläche auftretenden Globalstrahlung G_{h}:

$$k_{\mathrm{T}} = \frac{G_{\mathrm{h}}}{G_{\mathrm{oh}}}$$

Der clearness Index kann Werte zwischen Null und Eins annehmen. Eins entspricht einer komplett klaren Atmosphäre und die gesamte extraterrestrische Strahlung erreicht die Erdoberfläche. Null entspricht einer vollständig bedeckten Atmosphäre. Um die Energiemenge aus PV-Anlagen für den Einsatz mit Hilfe von Wetterberichten vorherzusagen, ist eine Prognose für den clearness Index notwendig. Öffentlich zugängliche Wetterberichte prognostizieren nur den cloudiness Index (Bewölkungsgrad) k_{D}. Ein cloudiness Index von Null entspricht einem klaren unbewölktem Himmel und der Wert von Eins einem vollständig bewölkten Himmel. Ein vollständig unbewölkter Himmel (cloudiness Index von Null) entspricht nicht unbedingt einem clearness Index von Eins, da z. B. Dunst in der Atmosphäre vorhanden ist. Ein Verhältnis aus cloudiness zu clearness Index ist daher erforderlich für die Vorhersage der PV-Einspeisung. Um bei der Einsatzplanung Fehler in der prognostizierten

[1] Technische Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586-3596, tobias.lechner@hs-augsburg.de, www.tha.de
[2] Technische Universität München, Arcisstr. 21, 80333 München, www.tum.de
[3] Hochschule München, Lothstr. 64, 80335 München, https://www.hm.edu/
[4] LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, https://www.lew-verteilnetz.de
[5] AVS Aggregatebau GmbH, Salemstraße 43, 89584 Ehingen-Stetten, https://avs-aggregatebau.de/

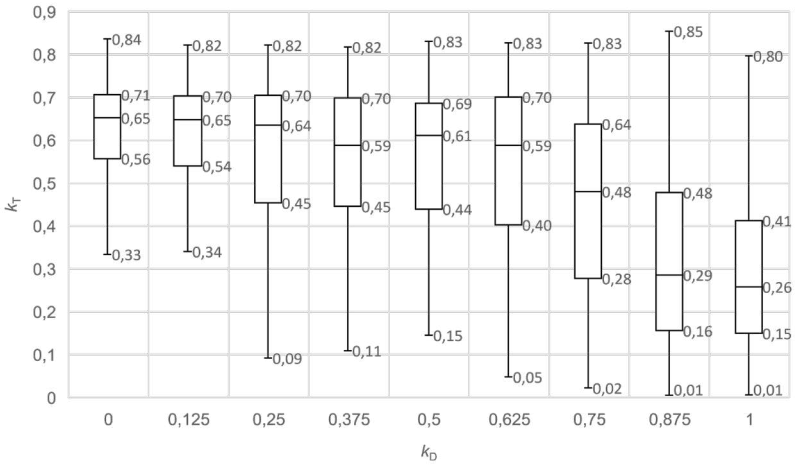
Energiemenge aus PV-Anlagen einzubeziehen und auffangen zu können, ist eine Überprüfung der Qualität der Wettervorhersagen wichtig.

Methodische Vorgehensweise

Um eine Korrelation zwischen dem cloudiness und clearness Index zu ermitteln, werden Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [4] für den Standort Augsburg statistisch untersucht. Der cloudiness Index wird vom DWD in Achteln mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde erfasst. Es wird ein Datenabgleich zwischen den errechneten clearness Index und den aufgezeichneten cloudiness Index Werten durchgeführt. Der clearness Index wird über die vom DWD gemessene Globalstrahlung und der nach [5] berechneten extraterrestrischen Strahlung bestimmt. Um die Qualität der Vorhersage von öffentlich zugänglichen Wetterberichten zu überprüfen, werden kostenlos verfügbare und aufgezeichnete Wetterberichte eines kommerziellen Anbieters [6] (Zwei Tage im Voraus, Ein Tag im Voraus und die Morgenstunden des aufgezeichneten Tages) mit den gemessenen Werten vom DWD verglichen. Der Aufzeichnungszeitraum der Wetterberichtsdaten entspricht Juni bis November 2023.

Erkenntnisse und Ausblick

Abbildung 1 zeigt die statistische Auswertung des ermittelten clearness Index Wert über den cloudiness Index Wert für das Jahr 2022. Die Langfassung enthält auch die Auswertung für das Jahr 2021 sowie eine detaillierte Beschreibung der statistischen Auswertungen und der daraus resultierenden Korrelation. Zusätzlich wird die Genauigkeit der Prognose für den cloudiness Index von Wettervorhersagen diskutiert. Mit der Prognosegenauigkeit und der Korrelation zwischen cloudiness und clearness Index kann ein Fehler in der Energiemenge ermittelt und bei der Einsatzplanung der hybriden NEA berücksichtigen werden.



Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Abbildung 7: Statistische Auswertung clearness Index (k_T) über cloudiness Index (k_D) für das Jahr 2022. Darstellung als Kastengrafik

Referenzen

[1] C. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, "Local island power supply and accelerated grid restoration with distributed generation systems in the case of large-scale blackouts," in CIRED 2016 Workshop, Helsinki.

[2] T. Lechner et al., "Energy Balance Tool for the Operational Planning of Hybrid Mobile Generators – Islanded Grid Operation with the Infeed of Distributed Generation Systems," in CIGRE International Symposium Cairns 2023.

[3] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen (Dissertation, Technische Universität München), 2011.

[4] [Deutscher Wetterdienst. https://opendata.dwd.de/ (Zugriff am: 28. November 2023).

[5] [V. Quaschning, Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz, 10. Aufl. München: Hanser, 2019.

[6] [AccuWeather. "Lokale, nationale und globale tägliche Wettervorhersage | AccuWeather.". https://www.accuweather.com/ (Zugriff am: 28. November 2023).

5.2.4. Facetten des Fortschritts – interdisziplinäre Perspektiven auf den PV-Ausbau in Österreich

Peter WOHLFART(*)[1], Irene SCHICKER[2], Günter WIND[3], Philipp NOVAKOVITS[4], Markus SCHINDLER, Christian PFEIFFER, Lukas GNAM[5], Herwig RENNER

Einleitung

Für eine erfolgreiche Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten unerlässlich. Vor allem die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen hat in der nahen Vergangenheit einen enormen Boom erlebt. Um die nationalen Ausbauziele des EAG zu erreichen, sind aber noch weitere Anstrengungen notwendig. Im vorgestellten Forschungsprojekt *Engage PV* wird deutlich sichtbar, wie der Ausbau von PV-Anlagen durch eine komplexe Kombination aus rechtlichen, regulatorischen, technischen und auch sozialen Faktoren beeinflusst wird. Ein markantes Beispiel hierfür ist die von der Europäischen Union veröffentlichte Rahmenregelung zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien, welche die Genehmigungsverfahren für PV-Anlagen erheblich vereinfacht. Dies zeigt, wie supranationale Vorgaben die nationalen Anstrengungen im Bereich der erneuerbaren Energien beeinflussen und unterstützen können. Was meist außen vor bleibt, sind die Auswirkungen dieser gesetzlichen Vorgaben auf die bestehende Infrastruktur, welche oftmals eine technische Barriere zum Anschluss von PV-Anlagen darstellt. Auch soziale Fragestellungen dürfen nicht unbeachtet bleiben, da eine erfolgreiche Energiewende eine hohe Akzeptanz von PV-Anlagen aller Art erfordert. Diese Arbeit liefert einen Überblick über die aktuelle Situation sowie bestehende Hürden des PV-Ausbaus in Österreich und gibt einen Ausblick auf Lösungsansätze zur Zielerreichung.

Technische Herausforderungen

Ein relevantes Hindernis des PV-Ausbaus ist der Netzanschluss der räumlich verteilten Erzeugung. Die Integration einer großen Zahl an PV-Anlagen stellt Netzbetreiber und deren bestehende Infrastruktur vor entsprechende Herausforderungen [1]. Eine besondere Wichtigkeit kommt dabei der Prognose der tatsächlich eingespeisten Leistungen aus PV-Anlagen zu. Die Rolle von Prognosen, sowohl seitens Erzeugung als auch seitens Lasten, im Zusammenhang mit der Bewertung von Netzanschlüssen ist Gegenstand aktueller Forschung. Erzeugungsseitig kommen vielfältige Modelle der Solarprognose zum Einsatz. Möglich sind verschiedene Zeithorizonte, von Nowcasting (max. +6-Stunden) bis zu Day(s)-Ahead-Prognosen, wobei sowohl klassische statistische und wettermodellbasierte Methoden als auch Modelle basierend auf maschinellem Lernen verfügbar sind [2].

Rechtliche und regulatorische Herausforderungen

Die rechtliche Situation für PV-Anlagen in Österreich ist durch eine hohe regionale Diversität geprägt. Diese Unterschiede in den Bundesländern manifestieren sich in vielfältigen Genehmigungsverfahren und Vorschriften. Neben föderalen Raum- und Bauordnungen sowie naturschutzrechtlichen Vorgaben, sind insbesondere die Unterschiede im Elektrizitätsrecht der Bundesländer aus Sicht der Branche oft schwer nachvollziehbar. Allerdings werfen auch bundesweit einheitliche Regelungen Unklarheiten auf – als Beispiel können hier Anforderungen hinsichtlich Blendung genannt werden. Selbst auf Anfrage bei der zuständigen Behörde kann hier oft keine Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber erreicht werden.

[1] Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich, peter.wohlfart@tugraz.at
[2] GeoSphere Austria, Hohe Warte 38, 1190 Wien, Österreich, irene.schicker@geosphere.at
[3] Wind – Ingenieurbüro für Physik und Elektrotechnik, Mühlangergasse 10, 7000 Eisenstadt, Österreich, g.wind@ibwind.at
[4] Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Österreich, philipp.novakovits@forschung-burgenland.at
[5] Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, Österreich, lukas.gnam@fh-burgenland.at

Betreffend Flexibilitäten herrscht vielfach eine rechtlich diffuse Lage vor; weiters fehlen entsprechende tarifliche und sonstige Anreize damit diese auch systemdienlich genützt werden.

Soziale Spannungsfelder

Die Umsetzung von PV-Projekten umfasst auch soziale Aspekte – insbesondere deren Akzeptanz. Diese wird beeinflusst durch eine Vielzahl an Faktoren, beispielsweise Umweltbewusstsein, technisches Verständnis, soziale Normen oder wirtschaftliche Vor- und Nachteile. Der Umbau eines sorglosen Energieverbrauchs hin zu einem system- und netzdienlichen Nutzungsverhalten bringt aufgrund der hierfür notwendigen technischen Anpassungen soziale Herausforderungen mit sich.

Methodik

Das Forschungsprojekt *Engage PV* setzt sich die Entwicklung und Demonstration von integrierten Lösungen zur Erreichung des im EAG geforderten PV-Ausbaus zum Ziel. Die Entwicklung der Lösungen in den unterschiedlichen Handlungsfeldern geschieht partizipativ unter Nutzung von Open-Innovation-Ansätzen. Das Projekt zeichnet sich in diesem Zusammenhang insbesondere durch das interdisziplinär breit gefächerte Konsortium aus. Unter der Leitung der Forschung Burgenland GmbH werden in Zusammenarbeit mit GeoSphere Austria, Ingenieurbüro Wind, der Technischen Universität Graz, sowie weiteren Partnern aus der Energiewirtschaft innovative Einzellösungen entwickelt. Die Einzellösungen der Handlungsfelder (technisch, sozial, ökonomisch, regulatorisch/rechtlich, prognoseseitig) werden zu interdisziplinären Gesamtlösungen vernetzt und in Demonstrationsprojekten auf ihre Praxistauglichkeit geprüft.

Ergebnisse

Um die ambitionierten Ausbauziele der Photovoltaik zu erreichen, ergibt sich von Seiten der Technik eine Vielzahl an Möglichkeiten: Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kann die Leistungsspitzen in der Erzeugung wie auch beim Strombezug glätten und die genutzte Netzkapazität erhöhen. Dies trifft sowohl die Optimierung von Haushalten und Quartieren, etwa durch die Nutzung von Heimspeichern, Wärmepumpen oder bidirektionalem Laden von E-Fahrzeugen – bis hin zu Maßnahmen im großen Maßstab, etwa Großspeicher oder Elektrolyseure mit netzdienlichem Verhalten. Erforscht werden die theoretischen und praktischen Möglichkeiten einer koordinierten Blindleistungsregelung, sowie Alternativen bei der Beurteilung von Netzzugängen: Zeitreihenbasierte Methoden und probabilistische Lastflussverfahren bilden hierbei die Schwerpunkte. Dabei ist insbesondere deren Potential im Zusammenspiel mit fortgeschritten Erzeugungs- und Lastprognosen von Interesse. Es wird die Intention verfolgt, bevorzugt vorhandene Flexibilitäten zu mobilisieren anstatt neue zu installieren, um Treibgasemissionen (z.B. bei der Speicherherstellung) zu vermeiden. Die praktische Umsetzung von Flexibilitätslösungen erfordert ein koordiniertes Vorgehen aller Handlungsfelder: Neben einer rasch erforderlichen Umsetzung bereits angekündigter nationaler Gesetze wie dem ElWG und EABG wird das Projekt zusätzliche regulatorische Maßnahmen untersuchen und darauf aufbauend Handlungs-empfehlungen abgeben. Dabei zu beachten ist die gesellschaftliche Akzeptanz der entwickelten Lösungsansätze. Soziale Faktoren müssen bei der Erstellung neuer Anreizmechanismen berücksichtigt und gelöst werden – beispielsweise durch den Umbau von Tarifstrukturen zur Förderung von Investitionen zur zeitlichen Steuerung des Energieverbrauchs. Die soziale Akzeptanz kann zum entscheidenden Faktor bei der Umsetzung von PV-Projekten werden – neben dem passenden gesetzlichen Rahmen. Zur weiteren Steigerung der Akzeptanz durch alle Bevölkerungsschichten müssen die Motive, Ängste und Sorgen aller Menschen in die weiteren Ausbauvorhaben miteinbezogen werden.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie 2021“ durchgeführt.

Referenzen

[1] E-Control Austria, “Aktionsplan Netzanschluss 2023, Version 1.0,” Jul. 2023

[2] W.-C. Tsai, C.-S. Tu, C.-M. Hong, and W.-M. Lin, “A Review of State-of-the-Art and Short-Term Forecasting Models for Solar PV Power Generation,” Energies, vol. 16, no. 14, p. 5436, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16145436

5.2.5. Dynamische Leistungsregelung von PV-Anlagen, Ein strategischer Ansatz zur Erreichung der PV-Ausbauziele

Alexander KONRAD[1,2], Robert GAUGL, Lia GRUBER, Christoph MAIER[3], Sonja WOGRIN

Motivation und zentrale Fragestellung

Die rasant zunehmende Expansion erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren hat neue Herausforderungen aufgeworfen, insbesondere im Hinblick auf die verfügbaren Netzkapazitäten in den Mittel- und Niederspannungsnetzen. Bisher wurden in den meisten Fällen die Anlagenengpassleistung oder die installierte Modulspitzenleistung zur Berechnung der Netzauslastung herangezogen. Diese Ansätze berücksichtigen jedoch nicht ausreichend, dass PV-Spitzenleistungen in der Regel nur für wenige Stunden im Jahr erreicht werden und bei Überschuss-Einspeisern der Eigenverbrauch entfällt. Dies führt dazu, dass ein beträchtliches Potenzial erneuerbaren Sonnenenergie ungenutzt bleibt. In einigen Regionen Österreichs wurden bereits Maßnahmen ergriffen, um den Ausbau von Photovoltaikanlagen zu begrenzen oder gar vorübergehend zur Gänze zu stoppen. Um den Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zu beschleunigen und die vorhandene Infrastruktur besser zu nutzen, wurde daher das Potenzial einer dynamischen Leistungsregelung von Photovoltaikanlagen in einem Niederspannungsnetz der Netz Niederösterreich untersucht.

Methodische Vorgangsweise

Für die Berechnungen wurde das Optimierungsmodell LEGO [1] verwendet, welches über GitHub[4] frei verfügbar ist und am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation weiterentwickelt wird. Dieses Modell bietet eine Vielzahl von Möglichkeiten, um unterschiedliche Berechnungsmethoden je nach Anforderung anzuwenden. Für die vorliegenden Simulationen wurde eine Approximation des AC-Lastflusses mittels eines Second Order Cone Programming (SOCP) Ansatzes verwendet. Im Rahmen dieses Projekts wurde das Modell erweitert, um eine dynamische Leistungsregelung von Photovoltaikanlagen darzustellen, bei der die Rückspeiseleistung jeder einzelnen Anlage in das Niederspannungsnetz auf einen vorgegebenen Prozentsatz der installierten Modulspitzenleistung begrenzt wird. Auf diese Weise wird die maximale Erzeugung durch die Einspeiseleistung sowie den aktuellen Eigenverbrauch gedeckelt.

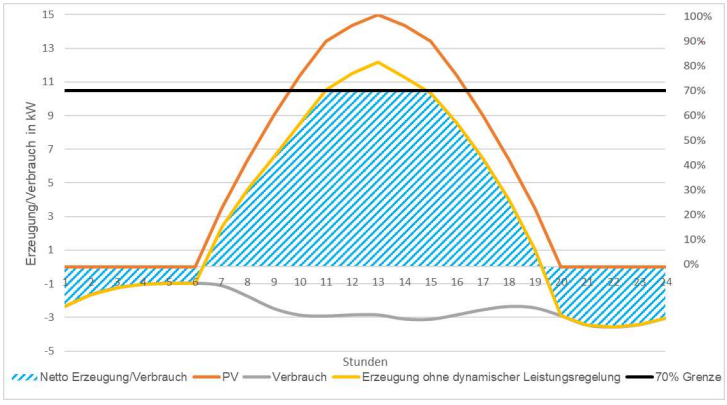


Abbildung 1: PV-Erzeugungskurve, Verbrauch, Erzeugung vor und nach Abregelung und 70% Grenze der Anlagenleistung

[1] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen/TU Graz, Inffeldgasse 18/2, 8010 Graz, +43 (0) 316 / 873 7907, alexander.konrad@tugraz.at, www.iee.tugraz.at
[2] Research Center for Energy Economics and Energy Analytics (ENERGETIC), Rechbauerstraße 12, 8010 Graz, www.energetic.tugraz.at
[3] Netz Niederösterreich GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 (0) 2236 / 201 15559, christoph.maier@netz-noe.at, www.netz-noe.at
[4] https://github.com/IEE-TUGraz/LEGO

Abbildung 1 illustriert einen optimalen Tagesverlauf mit dem Verbrauch in grau, der PV-Energie in orange, die Netzrückeinspeisung ohne dynamischer Leistungsregelung in gelb, einer Einspeisebegrenzung von 70% in schwarz und dem tatsächlichen Energieaustausch mit dem Netz in blau.

Die Fallstudie wurde in einem Niederspannungsnetz der Netz Niederösterreich durchgeführt. Dieses Netz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von etwa 6,9 km und versorgt 260 Zählpunkte, von denen einige zusammengefasst wurden. Es sind bereits 39 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 352 kWp in diesem Netz installiert. Es existieren jedoch noch 82 Knoten mit Verbrauch, an denen noch keine Anlage installiert ist. Um den Ausbau in der Simulation bis an die technischen Grenzen des Netzes zu erforschen, wurde an jedem dieser 82 Knoten eine Anlage hinzugefügt und die Leistung gleichmäßig erhöht. Die maximale Einspeiseleistung wurde in mehreren Schritten zwischen 100% und 70% variiert. Darüber hinaus wurde die dynamische Leistungsregelung sowohl für bestehende als auch für neue Anlagen angewandt und in einem anderen Szenario ausschließlich für neue Anlagen berücksichtigt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Durch die Beschränkung der Einspeiseleistung auf beispielsweise 70% der Modulspitzenleistung konnte die installierte Leistung neuer Anlagen in diesem Niederspannungsnetz von 9,2 kWp auf bis zu 12,9 kWp pro Knoten gesteigert werden, was einer Zunahme von knapp 40% entspricht. Für die Energiezukunft ist jedoch nicht allein die installierte Leistung entscheidend, sondern vielmehr die daraus resultierende Energieerzeugung. Unter Berücksichtigung der Begrenzung auf 70% der installierten Modulspitzenleistung war es möglich, die Erzeugung für das betrachtete Niederspannungsnetz von 1 GWh auf bis zu 1,3 GWh zu erhöhen. Mit der Zunahme der Produktion geht allerdings auch ein gewisser Verlust in der Erzeugung einher, welcher jedoch mit rund 2,5% der Jahreserzeugung aller PV-Anlagen vergleichsweise gering ausfiel. In sämtlichen betrachteten Szenarien stellte ein Leitungsengpass den limitierenden Faktor dar. Die Spannung lag in allen Fällen deutlich unter den vorgegebenen Grenzwerten von ±10%.

Die Auswirkungen der Abregelungsgrenze auf die erzeugte und abgeregelte Energie sind in Abbildung 2 dargestellt und können dort entnommen werden.

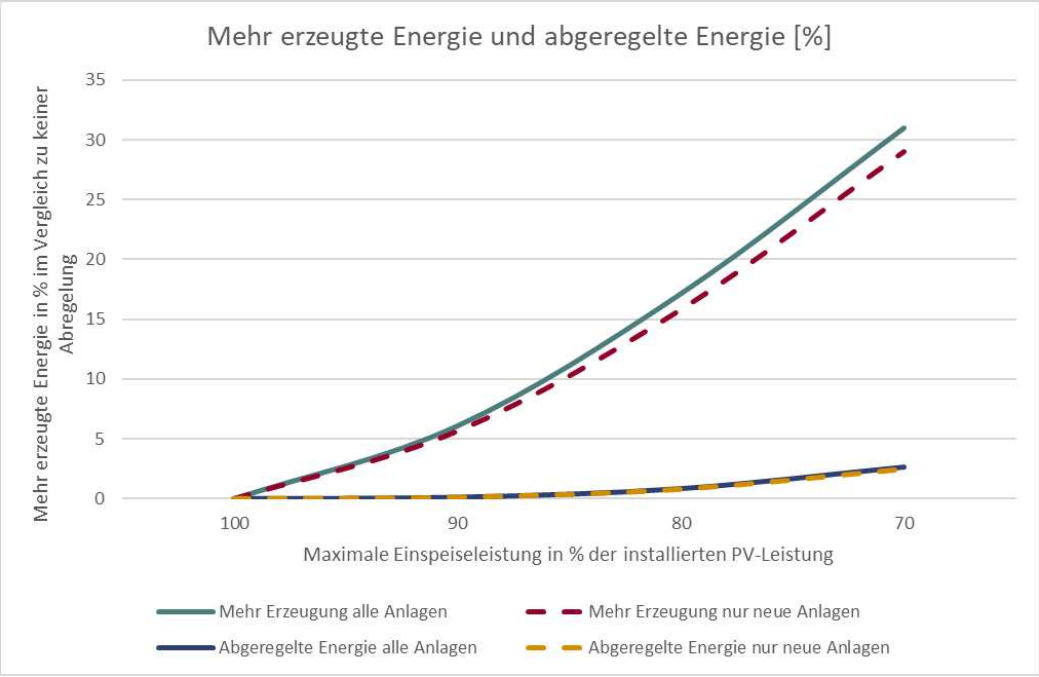


Abbildung 2: Erzeugungszuwachs und Erzeugungseinbußen durch Abregelung im Vergleich zum Ausbau ohne Abregelung

Referenzen

[1] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, und U. Bachhiesl, „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model“, *SoftwareX*, Bd. 19, S. 101141, Juli 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101141.

5.2.6. Weniger Komplexität und mehr Zuverlässigkeit hinter jedem Solarmodul

Franz BAUMGARTNER[1]

Einleitung

„Hat die Solarzelle eine Zukunft?“, hat der Autor vor drei Jahrzehnten als Titel eines e&i Beitrags gewählt und schon damals mit JA beantwortet.[1] Heute gibt es fast kein Land welches nicht entweder Photovoltaik oder Wind als die dominante Technologie für eine zukünftig, sichere und unabhängige Stromerzeugung einstuft. Aber wie sicher ist diese Versorgung über die Betriebsdauer, und damit wie wirtschaftlich ist die am Haushaltsendkundenmarkt sehr beliebte Photovoltaik (PV) Lösung der Optimizer. Diese Handteller grosse Photovoltaik Leistungselektronik Komponente, stellt global ein Milliardengeschäft dar, kann aber oft die angepriesenen Performance Vorteile nicht in der Jahresbilanz ausweisen. Dies zu belegen, kann aktuell noch nicht mit kommerziellen Simulationstools mit zufriedenstellender Genauigkeit erreicht werden. Gleichzeitig bergen die Optimizer oder die Modulinverter ein hohes Kostenrisiko, wenn sie mit teurer Handwerksleistung ersetzt werden müssen, da die Betriebstemperatur auf dem Dach hinter dem Solarmodul die Betriebsdauer reduzieren kann.[2]

ZHAW PVshade – eine Methode zur Performance Analyse bei Verschattung

An der Zürcher Hochschule ZHAW konnte in den letzten vier Jahren im Rahmen eines Forschungsprojekt für das Bundesamt für Energie und unter Einbezug von sechs Studentenarbeiten eine Method zur Bestimmung der möglichen Performance Vorteile von Modul Level Power Electronic (MLPE) versus konventioneller Leistungselektronik mit String Invertern entwickelt werden.[3] Sie basiert auf Messungen der Komponenten im Labor in allen relevanten Lastpunkten, die notwendig wurden, da die Hersteller dieser Komponenten den Endkunden nur Effizienzen in idealisierten Arbeitspunkte in den Herstellerdatenblättern und Marketingpapieren überlassen und Abweichungen um ca. 2% üblich sind.

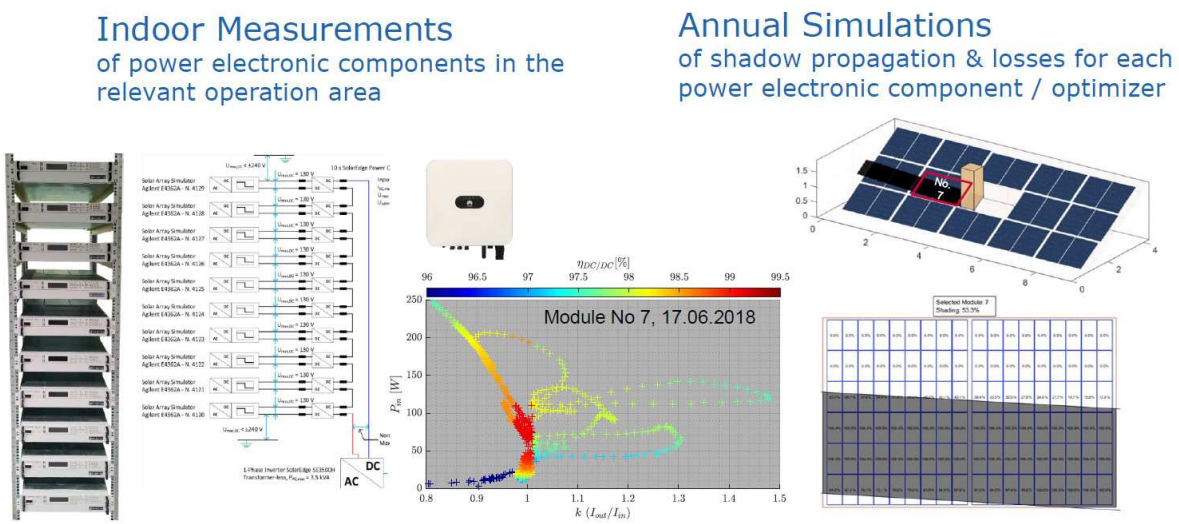


Abbildung 1: Das MLPE PV System auf dem Dach wird im Indoor Labor emuliert, wobei die kommerziellen Optimizer entsprechend der zugeordneten aktuellen Verschattung mit unterschiedlichen PV Modul Array Simulatoren an den DC Eingängen der Optimizer in der gesamten System Funktionalität, z.B. mit 10 Optimizer in Serie betrieben und so in allen Lastpunkten vermessen wird. Das Bild in der Mitte zeigt so den Tagesverlauf der Arbeitspunkte des Optimizer No. 7 hinter dem Modul links vom Schornstein, wobei die Farbe den Wirkungsgrad abbildet. So können die realen Verlustmodell in der Jahresertragssimulation eingebunden werden.

[1] ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, School of Engineering, Studiengangleiter Energie- und Umwelttechnik, CH-8401 Winterthur, Technikumstr. 9, +41 58 934 72 32, bauf@zhaw.ch, https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/bauf

Drei Systemvarianten sind heute bei Verschattung verfügbar

Diese drei möglichen Verschaltungsvarianten sind heute weltweit am einfachen Hausdach in Gebrauch. Leider verursachen die Optimizer selbst auch beträchtliche Verluste, die bei schwacher und mittlerer Verschattung, deren prinzipiellen Vorteile wieder wettmachen.

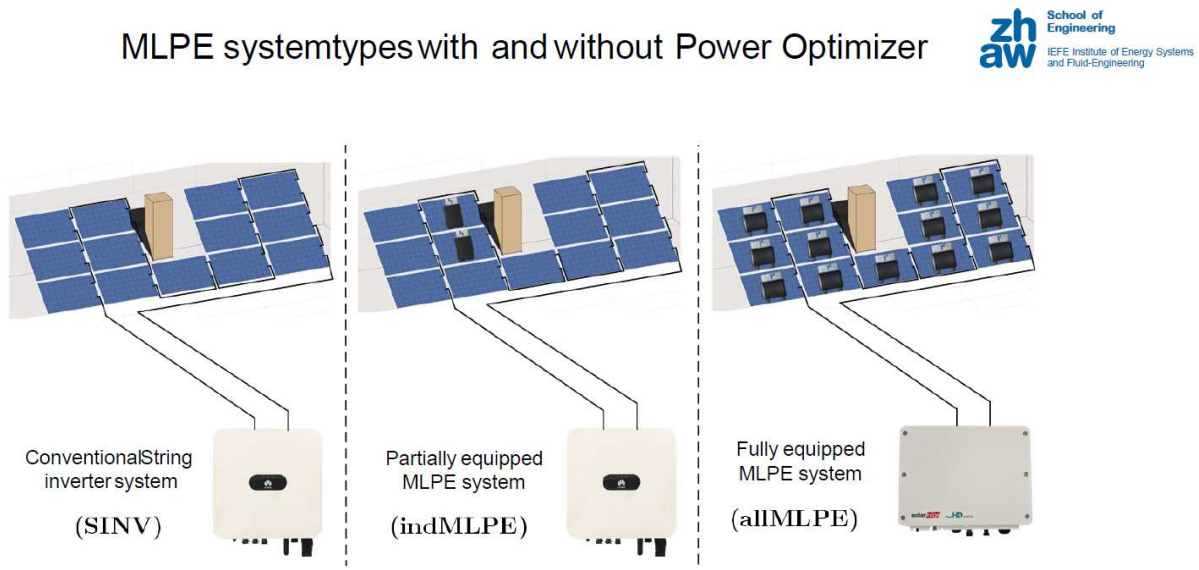


Abbildung 2: Die Solarmodule können wie links nach der herkömmlichen Serienschaltung auf den DC Eingang des String Inverters verschalten werden, mit dem Nachteil, dass so ein beschattetes Module mit dem eingeprägten DC-Strom nicht im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden kann, da dafür eventuell ein kleiner Strom nötig wäre.[2] Diesen Vorteil haben grundsätzlich die beiden anderen Systemvariante, wobei dies ganz rechts mit einem DC/DC Wandler (MLPE/Optimizer) hinter jedem Modul oder nur mit wenigen ausgewählten Optimizern hinter den am stärksten verschatteten Modulen, erfolgt.

Resultate

Im Rahmen der Europäischen PV-Konferenz 2023 konnten die bisherigen Performance Analysen von Standard PV Modulen mit drei Bypass Dioden um die neuartigen „Shading Tolerant PV Modules“ mit mehr Bypass Dioden erweitert werden.[4] Die ersten Ergebnisse haben klar gezeigt, dass deren Einsatz zu vergleichbaren Jahreserträgen für das verschattet Einfamilienhausdach führt, wie die heute dafür am Markt dominanten MLPE / Optimizer. Allerding mit dem gravierenden Vorteil, dass dabei die langjährige Betriebsdauer erwartbar ist, da keine komplex Leistungselektronik am Doch notwendig wird. In diesem Beitrag sollen neue Ergebnisse präsentiert werden, wie z.B. ein allgemein zugängliches Webtool und auch über die Fortschritte bei der Erarbeitung eines IEC-Standards zur Ermittlung der Jahresperformanz bei Verschattung, welcher der Autor für die IEC im Rahmen der TC82 als Teamverantwortlicher nachgeht.

Referenzen

[1] F. Baumgartner, e&i Jg. 112, H 10 (1995)
[2] F. Baumgartner, bulletin.ch 5 / 2021, S62, https://youtu.be/yKz-zbxijFU https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/bauf/
[3] C. Allenspach, F. Carigiet, A. Bänziger, A. Schneider and F. Baumgartner, « Power Conditioner Efficiencies and Annual Performance Analyses with Partially Shaded Photovoltaic Generators Using Indoor Measurements and Shading Simulations», Wiley Solar RRL 2200596, [Online] DOI: doi.org/10.1002/solr.202200596 (2022).
[4] F. Baumgartner, EUPVSEC, Lisbon Sept 2023; https://userarea.eupvsec.org/proceedings/
[5] " Maximizing photovoltaic system performance: Insights on partial shading and power electronics”, https://www.pv-magazine.com/2023/11/09/maximizing-photovoltaic-system-performance-insights-on-partial-shading-and-power-electronics/ (Aufgerufen 9.Nov, 2023).
[6] F. Baumgartner et. al; Report T13 Shading (2024); https://iea-pvps.org/research-tasks/

5.3. ELEKTROLYSEURE UND BRENNSTOFFZELLEN

5.3.1. Reversible und räumlich getrennte Elektrolyse-Brennstoffzellensystem im Energienetz mit erneuerbarer Erzeugung

David BANASIAK[1], Thomas KIENBERGER

Motivation und zentrale Fragestellung

Der europäische Green Deal [1] und das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz [2] legen in Österreich die Grundsteine für die Entwicklung der zukünftigen Energieversorgung. Der steigende Anteil an fluktuierender Einspeisung aus PV- und Windkraft und deren räumliche Verteilung [3] führen zu Lastsituationen im elektrischen Leitungsnetz, die sowohl einen Ausbau von Leistungen als auch Flexibilitäten erfordern [4]. Die Sektorkopplung von Strom und Gas kann Flexibilitäten für kurz und Langzeitausgleich bereitstellen. In diesem Kontext werden in der gegenständlichen Arbeit Systeme mit Elektrolyse- und Brennstoffzellenfunktion in derselben Einheit (reversible EC/FC-Systeme) und räumlich getrennten EC- und FC-Systeme als Technologien zur Sektorkopplung untersucht und miteinander verglichen. Damit ermöglichen wir die Einschätzung der Anwendungspotentiale dieser beiden Ausführungen mit Hilfe von technoökonomischen Analysen und können Anwendungsszenarien vorschlagen.

Methodische Vorgangsweise

Die durchgeführte technoökonomische Systemanalyse basiert auf dem Modell von Banasiak et al. [5]. Damit wird die Wirtschaftlichkeit in verschiedene, zeitlich fein-aufgelöste Strom- und Wasserstoffpreisszenarien berechnet und wir analysieren in welchen Fällen ein reversibles System wirtschaftliche Vorteile gegenüber getrennten Systemen aufweist. Für das reversible EC/FC-System untersuchen wir weiters die Auswirkungen der Kosten der H_2-Speicherung vor Ort. Beim getrennten System wird angenommen, dass diese über das Gasnetz und die dort integrierten Speicher geschieht. Das weitere Vorgehen unserer Arbeit umfasst eine Analyse der Vor- und Nachteile von reversiblen und räumlich getrennten EC-FC-Systemen, welche in Tabelle 1 zu sehen ist.

	Reversibles H_2-System	**Räumlich getrenntes H_2-System**

+	• Höhere Systemauslastung durch Nutzung von Komponenten in beiden Betriebsmodi (für rSOC-System):
	  ○ verringerte Investitionskosten
	  ○ Ressourcenschonung
	• Lastverschiebung zu günstigeren Strompreisen (Energiespeicher)
	• Eigenverbrauchserhöhung bei PV-Wind-Anlagen mit nahem Verbraucher
	• Inselbetrieb
	• Notstromversorgung
		• Elektrolyse bei fluktuierenden Erzeugern und Brennstoffzelle bei Energieverbraucher:
		  ○ Elektrische Netzentlastung durch Energieübertragung über H_2-Gasnetz
		  ○ Nutzung von Standortvorteilen für Elektrolyse und Brennstoffzelle
		• Design für spezifischen Betriebsmodus erlaubt höhere Systemeffizienzen

-	• Standorte Integrationsmöglichkeiten für beide Betriebsmodi sind begrenzt.	• H_2-Infrastruktur/Logistik für Transport und Speicherung von H_2 von EC- zu FC-Standort notwendig.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile der beiden räumlichen Varianten für reversiblen Wasserstoffspeicherung

[1] Lehrstuhl für Energieverbundtechnik / Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31 8700 Leoben, 00433842 402 5401, evt@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

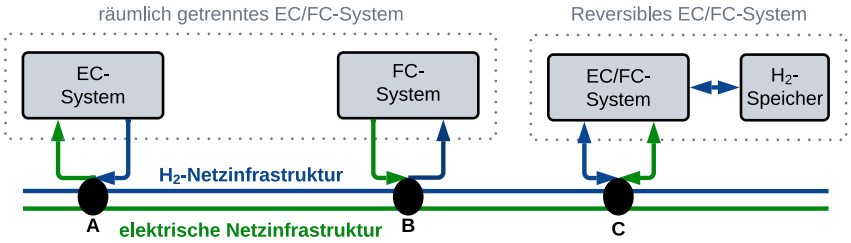


Abbildung 1: Unterscheidung von räumlich getrenntem und reversiblem EC/FC-System

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Unsere Untersuchungen zeigen, dass für ein reversibles EC/FC-Sytem, H_2-Speicherkosten von unter 8 €/kWh$_{H2}$ eine Grundvoraussetzung für einen robusten wirtschaftlichen Betrieb sind. Es wird erwartet, dass diese Kosten bei Anschluss an unterirdische Speicher direkt oder über Netzinfrastruktur zukünftig erreicht werden. Diese Option mit Netzeinspeisung kommt jeodch nur für Elektrolyseleistungen im Megawattbereich in Frage. Für die Anwendung im Gebäudesektor und in den Sonderanwendungsfälle des Inselbetriebes und Notstromversorgung muss auf teurere lokale Speicherung zurückgegriffen werden.

Eine weitere Voraussetzung für reversible Systeme sind Systemintegrationsmöglichkeiten für EC- und FC-Betrieb. Für den EC-Betrieb kommen Standorte mit lokaler erneuerbarer Erzeugung in Frage. Noch besser ist es wenn Abwärme der Industrie zur Dampfversorgung einer Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) zur verfügung steht [6]. Im FC-Betrieb muss ein Eigenbedarf für die erzeugte elektrische und thermische Energie bestehen. Damit erhöht sich die Wirtschafltichkeit durch effiziente Eigennutzung von erneuerbarer Erzeugung.

Räumlich getrennte EC/FC-System eignen sich besser für Standorte, in denen nur eine dieser Kopplungsmöglichkeiten erfüllt wird. Zudem können räumlich getrennte EC/FC-Systeme als Alternative zu Netzausbaumaßnahmen dienen [4]. Zusätzlich wird eine Langzeitenergiespeicherung durch die Sektorkopplung geschaffen, diese adressieren allerdings auch reversible Systeme.

Referenzen

[1] European Commission 2019 The European Green Deal COM/2019/640 final https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:52019DC0640 Accessed 27 Nov 2023

[2] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2022 Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) (The Renewable Energy Expansion Act) StF: BGBl. I Nr. 150/2021 (NR: GP XXVII RV 733 AB 982 S. 115. BR: 10690 AB 10724 S. 929.) [CELEX-Nr.: 32018L2001, 32019L0944, 32019L0692]: EAG https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619 Accessed 27 Nov 2023

[3] Sejkora C, Lindorfer J, Kühberger L, Kienberger T 2021 Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria *Energies* 14 6289. https://doi.org/10.3390/en14196289

[4] Greiml M, Fritz F, Steinegger J, Schlömicher T, Wolf Williams N, Zaghi N et al. 2022 Modelling and Simulation/Optimization of Austria's National Multi-Energy System with a High Degree of Spatial and Temporal Resolution *Energies* 15 3581. https://doi.org/10.3390/en15103581

[5] Banasiak D, Gallaun M, Kienberger T 2023 Untersuchung der Kopplung eines rSOC-Systems zur Industrie https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/155/155_fullpaper_20230214_143254.pdf Accessed 28 Nov 2023

[6] Banasiak D, Gallaun M, Rinnhofer C, Kienberger T 2023 Integration of a rSOC-system to industrial processes *Energy Conversion and Management: X* 20 100425. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.10042

5.3.2. Entwicklung einer Brennstoffzellentestanlage zur Charakterisierung für den Einsatz in der Luftfahrt

Frederik JANTSCH(*)[1], Toni SCHOTT(*)
Jan HUSSLEIN(*), Johannes PAULUS, Isabell WIRTH

Key Words

Brennstoffzelle, Versuchsstand, Power to mobility, Wasserstoff, Luftfahrt

Brennstoffzellenantriebe in der Luftfahrt

Die Luftfahrt steht seit geraumer Zeit für ihren negativen Einfluss auf die Umwelt in der Kritik. So waren konventionell-betriebene Flugzeuge beispielsweise im Jahr 2018 für einen weltweiten CO2-äquivalenten Ausstoß von einer Milliarde Tonnen verantwortlich [1]. Eine Prognose der University of Limerick in Irland geht davon aus, dass sich die Zahl bis 2050 beinahe verdoppelt haben könnte, sofern an der Antriebstechnik und der generellen Strategie nichts verändert werde [1]. Der schrittweise Umstieg auf Wasserstoff basierende Antriebe hingegen, zeigt sich hier als vielversprechende Strategie.

Das Potenzial, CO2-Emissionen mithilfe eines wasserstoffbasierten Flugzeugantriebs einzusparen, bezieht sich nach aktuellem Stand der Forschung kurz- bis mittelfristig tendenziell auf kleine bis mittelgroße Fluggeräte. Daher ist es beispielsweise denkbar, bei Inlands- und Kurzstreckenflügen auf Wasserstoff zu setzen und CO2-Neutralität in diesem Sektor zu erreichen. Inlandsflüge haben laut [2] einer Statistik aus dem Jahr 2018 den höchsten CO2 -Ausstoß pro Passagier und Kilometer zu verantworten. Eine Reduktion der CO2 -Emissionen durch Einsatz von Wasserstoff, kann daher einen großen Beitrag zum Klimaschutz leisten. So könnte durch eine vollständige Elektrifizierung des genannten Sektors, der CO2 -Ausstoß um 255 g/km pro Person eingespart und damit das CO2 -Äquivalent im Reisesektor um fast 19 % reduziert werden [2].

In dem Projekt Taifun 17H2 wird ein Brennstoffzellenantrieb für Kleinflugzeuge entwickelt und die notwendige Peripherie hinsichtlich Wirkungsgrad und Gesamtgewicht verbessert. Ziel ist es grünen Strom aus dem Energiesektor im Mobilitätssektor zu nutzen. Dies kann durch Produktion des Kraftstoffes Wasserstoff durch Elektrolyse direkt am Flugplatz umgesetzt werden. Damit wird ein Teil der Luftfahrt unabhängig von fossilen Brennstoffen.

Versuchsstand

Aktuell wird ein vorhandener Motorsegler (Taifun 17 E des Herstellers Valentin) auf einen Hybridantriebsstrang mit Hochvoltbatterie und Wasserstoffbrennstoffzelle umgebaut. Die Brennstoffzelle wird vorab bei Flugbedingungen getestet. Dazu gehören unter anderem Umgebungstemperaturen von – 10 bis 40 °C und Luftdrücke von 1,013 bis 0,697 bar (a). Die Luftdichte beträgt bei der maximalen Flughöhe der Taifun 17H2 (FL100~ 3.000 m) ca. 0,9 $\frac{kg}{m^3}$ [3].

Der Brennstoffzellenwirkungsgrad ist z.B. abhängig von Temperatur und Feuchtigkeit, sowie dem Druckverhältnis der Medien [4]. Speziell für die Nutzung von Brennstoffzellen in der mobilen Anwendung, ist es notwendig gezielt relevante Temperaturen, Feuchtigkeit, Drücke anzufahren und Leistungskurven aufzunehmen. Ein eigens dafür entwickelter Versuchsstand ermöglicht diese Untersuchungen. Dieser besteht aus einem Gasversorgungsgestell, dem Konditionierungsgestell und dem Brennstoffzellengestell. An einem Leitstand kann die Sensorik ausgelesen, sowie Aktorik wie elektronische Ventile, die elektrische Last oder die Kühlung gesteuert werden.

[1] THWS, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Ignaz-Schön-Str. 11, 97421 Schweinfurt, Tel.-Nr. +49 9721 940-9902, johannes.paulus@thws.de / dekanat.fm@thws.de, www.fm.thws.de

Abbildung 1: Versuchsstand mit drei Gestellen (von links nach rechts): Gasversorgungsgestell, Konditionierungswagen, Brennstoffzellengestell

Diese Veröffentlichung beschreibt einen modularen Ansatz zur Brennstoffzellencharakterisierung für den Sektor Mobilität. Dabei liegt der Fokus auf dem Einsatz in der Luftfahrt. Es werden die theoretischen Einflussfaktoren auf die Brennstoffzelle gezielt eingestellt und untersucht. Die Veröffentlichung geht detailliert auf den Aufbau des Versuchsstandes und die Implementierung der genannten Einflussfaktoren in der Peripherie ein. Final werden Messungen einer 50 kW Brennstoffzelle diskutiert. Dabei wird der Normalbetrieb nach Datenblatt mit dem realen Betriebsbedingungen einer Taifun verglichen.

Referenzen

[1] Wyman, O., Projected CO2 emissions from the aviation industry between 2022 and 2050, by scenario, *https://www.statista.com/statistics/1189613/projected-co2-emissionaviation-worldwide/*, Limerick (Aufgerufen 06 Juli 2023)

[2] UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Carbon footprint of select modes of transport per kilometer of travel in 2018*, https://www.statista.com/statistics/1185559/carbon-footprint-of-travel-per-kilometer-by-mode-of-transport/,* London (Zugriffstag: 06.05.2023)

[3] Deutscher Wetterdienst, https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/begriffe/S/Standardatmosphaere_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Offenbach (Zugriffstag: 15.07.2023)

[4] Kurzweil, Peter (2003), *Brennstoffzellentechnik (3. Ausgabe),* Springer Verlag, ISBN 978-3-658-14934-5

5.3.3. Simulation und Optimierung einer effizienten Betriebsstrategie für systemdienliche Elektrolyse

Moritz END(*)[1], Thorsten SCHNEIDERS[2]

Motivation und Hintergrund

Mit der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023) hat die deutsche Bundesregierung erneut die Bedeutung einer nationalen Wasserstoffindustrie betont und die Ausbauziele für die inländische Elektrolyseleistung bis 2030 von 5 GW auf mindestens 10 GW verschärft.[1] Dabei bekräftigt die NWS 2023, dass die grüne Wasserstoffproduktion durch „systemdienliche Elektrolyse“ gewonnen werden soll. Dies bedeutet unteranderem, dass unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit für Elektrolyseure der Stromnetzausbau begrenzt werden soll und flexible Elektrolyseur-Anlagen benötigt werden. Konkreter definiert [2] die Systemdienlichkeit, als Erhalt der Systemstabilität durch Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung. Wie in der NWS 2023 erwähnt, muss die Elektrolyse neben der Systemdienlichkeit vor allem wirtschaftlich sein. Allerdings stellt die Wirtschaftlichkeit bei der Produktion von grünem Wasserstoff eine erhebliche Herausforderung dar, weshalb eine effiziente Betriebsstrategie unerlässlich ist.[3] Ein entscheidender Parameter dabei ist die Auslastung des Elektrolyseurs bzw. die Anzahl der Volllaststunden, die als Maß für einen wirtschaftlich effizienten Betrieb gelten. Neben den Investitionskosten (CAPEX) und den Betriebskosten (OPEX) ist vor allem eine hohe Anzahl von Betriebsstunden essenziell. Die Zielsetzung der Simulation liegt in der Ausarbeitung einer optimierten Betriebsstrategie, die aus der Kombination einer hohen Anzahl von Volllaststunden bei gleichzeitiger Systemdienlichkeit besteht. Mit dieser Arbeit können darüber hinaus weitere Simulationen für verschiedene Szenarien durchgeführt werden.

Methodik

Die Simulationen zur Ermittlung der optimierten Betriebsstrategie erfolgt durch eine Objektorientierte Programmierung mit der Programmiersprache Python. Zuerst werden mit der Hilfe der Open Source Bibliotheken PV-Lib und Windpower-Lib und auf Grundlage von Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) Stromerzeugungskurven für Photovoltaik (PV) und Windenergie-Anlagen simuliert. In einem zweiten Schritt wird auf Literaturbasis ein Proton Exchange Membran (PEM) Elektrolyseur inklusive der energieintensiven Komponenten modelliert. Wie in der Abbildung 1 zu sehen ist, wird im Rahmen der Modellierung die Systemkomponenten und besonders die Stacks einzeln betrachtet.

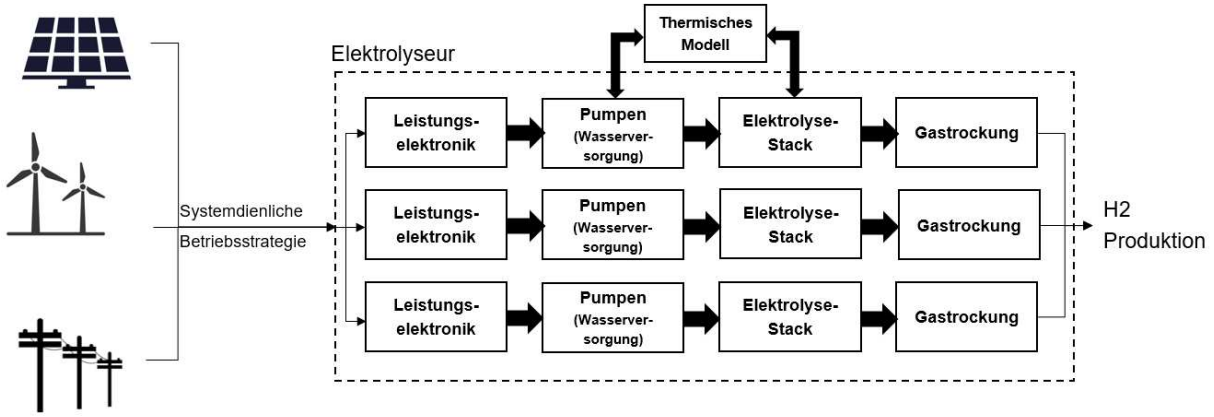


Abbildung 1: Schematische Darstellung des modellierten Systems mit modularem PEM-Elektrolyseur-Modell [Eigene Darstellung]

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, Deutschland, +49-221-8275-4951, moritz.end@th-koeln.de, www.th-koeln.de
[2] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, Deutschland, +49-221-8275-2335, thorsten.schneiders@th-koeln.de, www.th-koeln.de

Validiert wird das Modell durch eine simulierte Betriebskurve mit den Messdaten eines realen PEM-Elektrolyseurs. Mit dem Modell können dann verschiedene Szenarien und Betriebsstrategien modelliert werden. Am Ende der Modellierung wird eine finale Parameterstudie durchgeführt.

Ergebnisse

Für Elektrolyseure gilt die Besonderheit, dass diese im Teillastbereich den höchsten Wirkungsgrad aufweisen.[4] Wird der Elektrolyseur kontinuierlich im Teillastbetrieb bei optimalem Wirkungsgrad betrieben und bei Stromerzeugungsspitzen auf Volllast hochgefahren, agiert der Elektrolyseur systemdienlich bei gleichzeitiger hoher Anzahl an Betriebsstunden. Diese Betriebsweise erweist sich durch die Simulation als effektive Kombination der zu Anfang aufgestellten Bedingungen.

Erste Ergebnisse zeigen zudem, dass eine Betrachtung des Elektrolyseurs in verschiedene Module (Stacks inklusive Peripherie) sinnvoll ist. Hierdurch kann im Vergleich zur Betrachtung einer ganzen Anlage jedes Modul im Teillastbereich optimal betrieben werden. Dadurch wird nicht nur die Gesamteffizienz des Elektrolyseurs gesteigert, sondern auch die Anpassungsfähigkeit an unterschiedliche Lastzustände verbessert.

Referenzen

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Ed., "Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023,", Berlin, Jul. 2023. Accessed: Nov. 30 2023. [Online]. Available: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[2] Schulze, Y., Müller, M., Faller, S., Duschl,, W., Wirtz, F., "Was ist Netzdienlichkeit?,", München, May. 2021. Accessed: Nov. 30 2023. [Online]. Available: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/05/20210122_Was-ist-Netzdienlichkeit_num_LV.pdf

[3] Smolinka, T., Wiebe, N., Stecherlce, P., "Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme: Studie IndWEDe – Kurzfassung,", Forschungszentrum Jülich GmbH, Berlin, Oct. 2018. Accessed: Dec. 1 2023. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/181127_bro_a4_indwede-studie_kurzfassung_de_v03.pdf

[4] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, and B. Scheppat, "Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis,", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13311–13320, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.145

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

5.3.4. Multifaktorielle Standortanalyse für Elektrolyseure in urbanen Räumen am Beispiel der Stadt Krefeld

Lukas SAARS[1], Marius MADSEN, Jörg MEYER

Inhalt

Wasserstoff wird zukünftig eine entscheidende Rolle spielen, da er als vielseitiger Energieträger fungiert, der sowohl in der Industrie als auch im Verkehrssektor eine emissionsfreie Alternative bietet, um den globalen Klimawandel zu bekämpfen [31]. Die steigende Bedeutung erneuerbarer Energien macht den Energieträger Wasserstoff zu einem Schlüsselakteur, da er als Speichermedium dient und die Schwankungen in der Energieerzeugung aus Wind und Sonne ausgleichen kann, was die Integration regenerativer Quellen in die Energieinfrastruktur erleichtert [32]. Somit wird insbesondere dem grünen Wasserstoff, welcher durch die Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von elektr. Energie gewonnen werden kann, eine zentrale Rolle im Energiesystem der Zukunft zugeschrieben.

Die vorliegende Veröffentlichung widmet sich der Entwicklung einer umfassenden multifaktoriellen Standortanalyse für Elektrolyseure in urbanen Räumen. Das übergeordnete Ziel ist die Entwicklung einer detaillierten Potentialkarte, welche die geeigneten Standorte für Elektrolyseure visualisiert. Dazu werden fundierte Kriterien definiert, um potenzielle Standorte identifizieren und bewerten zu können. Durch die Anwendung der entwickelten Kriterien sind auf dieser Karte Flächen markiert, auf denen Elektrolyseure mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht nur effizient arbeiten, sondern auch einen maximalen Nutzen für die lokale Energieinfrastruktur und Umwelt erzielen können.

Methodik

Zu Beginn werden Kriterien definiert, die für die Bewertung eines Standorts zur Installation eines Elektrolyseurs entscheidend sind: (1) Nähe zu Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), (2) Flächenangebot, (3) Abstand zu Schutzobjekten, (4) Nähe zu Gashochdrucknetzen und (5) Nähe zu Hochspannungsnetzen. Ziel ist es, für die Installation von Elektrolyseuren geeignete Flächen auf einer Potentialkarte spezifisch für die definierten Kriterien zu kennzeichnen. Daraus werden Schnittflächen gebildet, welche für die Installation von Elektrolyseuren mit hoher Wahrscheinlichkeit geeignet sind. Für die Anwendung der Methodik werden die folgenden Annahmen definiert.

Kriterium	**Getroffene Annahme**
Nähe zu EE-Anlagen	Die Standorte für EE-Anlagen werden qualitativ berücksichtigt und auf der Potentialkarte eingezeichnet [33].
Flächenangebot	Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher weisen einen hohen Flächenbedarf auf. Auf einem Flurstück wird mindestens 300 m² (entspricht ungefähr dem Flächenbedarf eines 5 MW Elektrolyseurs inkl. Wasserstoffspeicher [7]) freie Fläche benötigt (Straßen, Gebäude, etc. ausgeschlossen) [34] .
Abstand zu Schutzobjekten	Genehmigungsverfahren von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeicher sind komplex, Abstände zu Schutzobjekten sind Voraussetzung. Ein Abstand von 35 m zu Schutzobjekten wird vorausgesetzt.
Nähe zu Gashochdrucknetzen	Wasserstoff weist eine niedrige volumenbezogene Dichte auf, sodass die Nähe zu einem Gashochdrucknetz relevant ist. Eine maximale Entfernung von 500 m zu einem Gashochdrucknetz wird vorausgesetzt.
Nähe zu Hochspannungsnetzen	Eine maximale Entfernung von 500 m zu einem Hochspannungsnetz wird vorausgesetzt.

Tabelle 1: Kriterien zur Standortbewertung für Elektrolyseure und die dazu getroffenen Annahmen

[1] Hochschule Niederrhein, SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 (0) 2151 822 – 6676, lukas.saars@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

Mit den definierten Kriterien werden Potentialkarten erzeugt, die dann übereinandergelegt werden, um die Schnittfläche zu bilden. Die eingezeichnete Fläche (in blau) ist mit hoher Wahrscheinlichkeit für die Installation eines Elektrolyseurs geeignet.

Ergebnisse

Die Potentialkarten für die beiden Kriterien „Flächenangebot“ und „Abstand zu Schutzobjekten“ sind am Beispiel der Stadt Krefeld im Folgenden dargestellt. Diejenigen Flächen, die das Kriterium erfüllen, sind in blau gekennzeichnet.

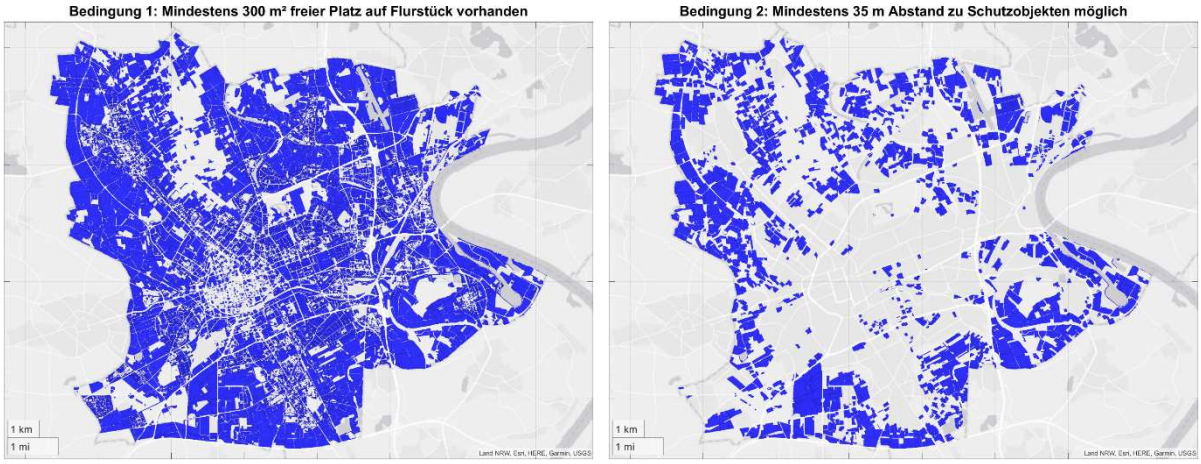


Abbildung 1: Potentialkarten der beiden Kriterien "Flächenangebot" und "Abstand zu Schutzobjekten"

Die Potentialkarten zu den Kriterien „Nähe zu Gashochdrucknetzen“ und „Nähe zu Hochspannungsnetzen“ können aus Datenschutzgründen im Rahmen der Veröffentlichung nicht gezeigt werden. Die Daten liegen im Rahmen der Studie vor und wurden bei der Ermittlung der Ergebnisse und finalen Kennzahlen berücksichtigt.

Unter der Annahme, dass die zu installierenden Elektrolyseure nicht größer als 10 MW und alle Flächen in Krefeld, welche die festgelegten Voraussetzungen/Kriterien erfüllen, berücksichtigt werden, können ca. 374 Elektrolyseure mit einer installierten Leistung von 3,72 GW in Krefeld installiert werden. Bei angenommenen Volllaststunden von 4.000 h/a können also ca. 9 TWh Wasserstoff konvertiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass mit der Methodik zunächst einmal lediglich geprüft wird, ob die Flächen sich generell für die Installation von Elektrolyseuren eignen. Die Ergebnisse in Krefeld verdeutlichen darüber hinaus, dass priorisiert im Westen von Krefeld Elektrolyseure installiert werden sollten, da diese auch eine räumliche Nähe zu EE-Anlagen aufweisen.

Referenzen

[1] J. Adolf, K. Arnold, C. H. Balzer und J. Louis, „epub.wupperinst.org“, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6893/file/6893_Arnold.pdf. (Aufgerufen 24. Oktober, 2023).
[2] H.-M. Henning, „publica-rest.fraunhofer.de, https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/89b3a428-ace3-4fc6-ac0b-a836ff5c6fec/content. (Aufgerufen 10. Oktober, 2023).
[3] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „energieatlas.nrw.de“, https://www.energieatlas.nrw.de/site/planungskarten/wind. (Aufgerufen 10. Oktober, 2023).
[4] Energiepark Mainz, „energiepark-mainz.de“, https://www.energiepark-mainz.de/wissen/verfahren/. (Aufgerufen 24. Oktober, 2023).
[5] Katasteramt Krefeld, „katasteramt.info“, https://katasteramt.info/katasteramt-krefeld/. (Aufgerufen 29. November, 2023).

5.3.5. Modellierung einer PEM-Elektrolyseanlage zur Untersuchung des Verhaltens bei DC-Kurzschlüssen für die Bewertung von Schutzkriterien

Jakob LEIDE(*)[1,2], Michael BRUHNS[3], Peter SCHEGNER[4]

Einleitung

Die Installationsleistung von Elektrolyseanlagen (ELA) zur Herstellung von Wasserstoff mit Strom aus regenerativen Energiequellen wird voraussichtlich in den kommenden Jahren stark ansteigen. Damit geht eine steigende Bedeutung der Versorgungssicherheit von ELAn einher. Die Untersuchung leistet einen Beitrag zur Entwicklung eines Schutzkonzeptes für ELAn zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

In dem vorliegenden Beitrag wird die elektrische Energieversorgung einer ELA in einem Simulationsmodell in der Software *PLECS* nachgebildet. Damit werden das Betriebsverhalten des Systems und das Verhalten bei DC-Kurzschlüssen untersucht, um den Einsatz von verschiedenen Schutzkriterien für den Schutz von ELAn zu bewerten. In dem Modell wird ein 18 MW-PEM-Elektrolyseur mit einem 24-Puls Thyristorgleichrichter simuliert.

Modellaufbau

Die elektrische Energieversorgung einer ELA ist in Abbildung 1 dargestellt.

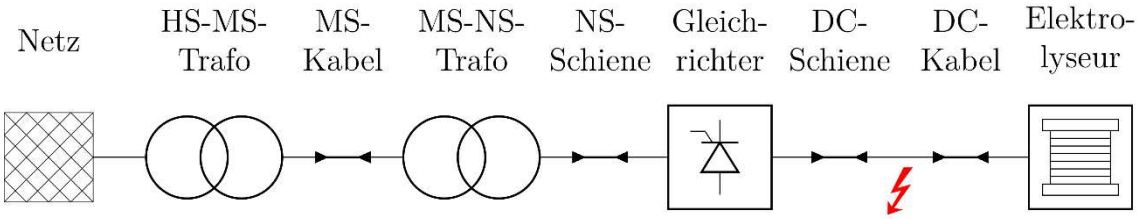


Abbildung 1: Blockschaltbild des Simulationsmodells

Ein besonderer Fokus liegt auf der Modellierung des Elektrolyseurs, um bei einem DC-Kurzschluss untersuchen zu können, welchen Anteil der Beitrag des Elektrolyseurs an dem Kurzschlussstrom liefert.

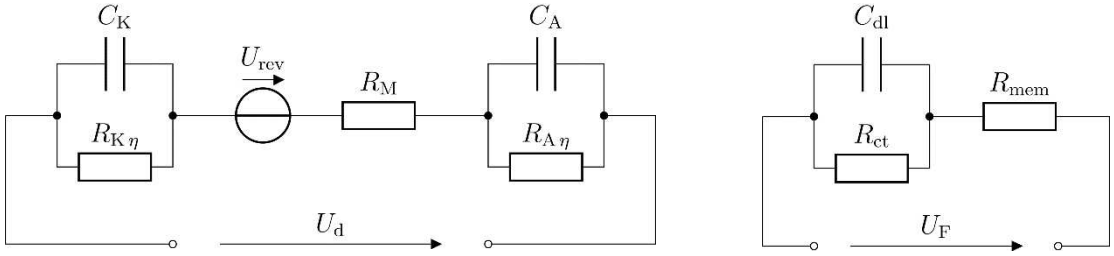


Abbildung 2: Elektrisches Ersatzschaltbild eines Elektrolyseurs; a im Normalbetrieb (siehe [1]); b bei Speisung eines DC-Fehlers

Die Parameter des elektrischen Ersatzschaltbildes eines Elektrolyseurs, wie in Abbildung 2a, können auf Grundlage der Literatur, bspw. mit [1] und [2], berechnet werden. Die Kapazitäten modellieren die Doppelschichtkapazitäten, die sich an den Elektroden des Elektrolyseurs bilden und die bei einem DC-

[1] Technische Universität Dresden, Professur für Elektroenergieversorgung, Toepler Bau, Mommsenstraße 12, D-01069 Dresden, https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh/ev/die-professur/kontakt
[2] jakob.leide@mailbox.tu-dresden.de
[3] +49 351 46335088, michael.bruhns@tu-dresden.de
+49 351 46333202, peter.schegner@tu-dresden.de

Kurzschluss über die Fehlerstelle entladen werden und somit einen Beitrag zum Fehlerstrom liefern. Dieses elektrische Ersatzschaltbild eines Elektrolyseurs ist nur im Normalbetrieb gültig. Für den Kurzschluss muss ein anderes Modell angenommen werden. Ein solches Ersatzschaltbild ist in Abbildung 2b gezeigt. Es wird in Zusammenarbeit mit dem Forschungszentrum Jülich anhand von experimentellen Kurzschlussuntersuchungen an Elektrolyseuren abgeleitet.

Im Normalbetrieb werden verschiedene Arbeitspunkte sowie dynamische Wechsel zwischen den Arbeitspunkten untersucht. Dadurch werden Vergleichsgrößen für den DC-Kurzschluss ermittelt. Zur Untersuchung des Kurzschlussstromes und des Kurzschlussstrombeitrags des Elektrolyseurs werden folgende Parameter variiert und deren Einfluss auf die Kurzschlussgrößen bestimmt.

- Ort, an dem der DC-Kurzschluss eingelegt wird
- Arbeitspunkt zum Kurzschlusseintritt
- Impedanz des vorgelagerten AC-Netzes
- Impedanz der Fehlerstelle

Anhand der Simulationsergebnisse werden Empfehlungen für den Schutz von Elektrolyseuren getroffen und Ansätze zur Erkennung von DC-Fehlern in der elektrischen Energieversorgung von ELAn entwickelt. Dafür werden die folgenden Schutzkriterien betrachtet:

- Stromstärke und Stromrichtung
- Spannung an der DC-Sammelschiene
- $^{\mathrm{d}i}/_{\mathrm{d}t}$ und I^2t.

Ergebnisse

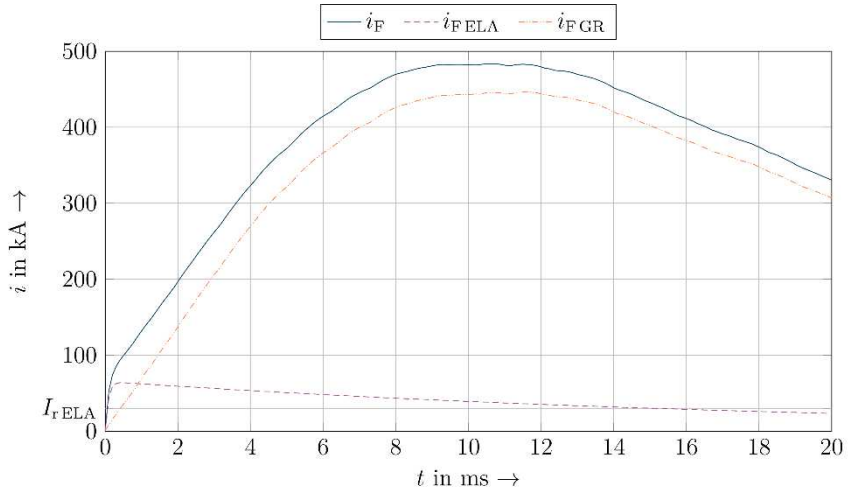


Abbildung 3: Verlauf und Zusammensetzung des Fehlerstroms bei einem Kurzschluss an der DC-Sammelschiene

Für die Untersuchung wurden sämtliche Schutzmaßnahmen inkl. des Selbstschutzes des Gleichrichters vernachlässigt. Bei einem Kurzschluss an der DC-Sammelschiene wird der Kurzschlussstrom sowohl durch das vorgelagerte Netz als auch durch den Elektrolyseur gespeist. Dabei kehrt sich die Stromflussrichtung des Elektrolyseurs um. Nach 0,47 ms erreicht der Kurzschlussstrombeitrag des Elektrolyseurs 63,9 kA. Dies entspricht dem 2,13-fachen Betriebsstrom (30 kA).

Referenzen

[1] D. Guilbert und G. Vitale, „Dynamic Emulation of a PEM Electrolyzer by Time Constant Based Exponential Model," *Energies*, Jg. 12, Nr. 4, S. 750, Jan. 2019. Verfügbar: https://www.mdpi.com/1996-1073/12/4/75. (Aufgerufen 28. November, 2023).

[2] M. J. Khan und M. T. Iqbal, „Modelling and Analysis of Electro-chemical, Thermal, and Reactant Flow Dynamics for a PEM Fuel Cell System," *Fuel Cells*, Jg. 5, Nr. 4, S. 463–475, Dez. 2005. Verfügbar: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/fuce.200400072. (Aufgerufen 28. November, 2023).

5.4. QUERSCHNITTSTHEMEN ZU WASSERSTOFF

5.4.1. Optimierte PPA Portfolios und Energiespeicher für die Produktion Grünen Wasserstoffs

Jonas BRUCKSCH(*)[1], Jonas VAN OUWERKERK, Dirk Uwe SAUER

Hintergrund und Zielsetzung

Die Fortschritte in der Energiewende und die steigende Dringlichkeit im Umgang mit dem Klimawandel haben in den letzten Jahren zu einer verstärkten Fokussierung auf nachhaltige Energiequellen geführt. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Union (EU) mit der Einführung der zweiten Renewable Energy Directive (RED 2) einen bedeutenden Schritt unternommen, um den Einsatz erneuerbarer Energien zu fördern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Diese politische Richtlinie, die die Förderung von erneuerbarem Wasserstoff, insbesondere Grünem Wasserstoff, priorisiert, stellt jedoch die Industrie vor erhebliche Herausforderungen in Bezug auf die Herstellung dieses Schlüsselrohstoffs. Zum einen fordert die Direktive eine Gleichzeitigkeit von Wasserstoffproduktion und Gestehungszeitpunkt des dafür verwendeten Stroms und zum anderen soll der Strom aus neu errichteten erneuerbaren Energieanlagen (EEA) stammen. [1]

Power Purchase Agreements (PPAs) erweisen sich in diesem Zusammenhang als vielversprechendes Instrument für die Strombeschaffung. Hierbei werden Stromlieferverträge direkt zwischen Stromabnehmer und -erzeuger geschlossen. Gabrielli et al. untersuchen in [2] die Vorteile, die sich durch eine Variation von Technologien und Standorten der EEAs für die PPA-Bezüge ergeben können. Die wirtschaftliche Motivation der Stromabnehmer für ein optimiertes PPA-Portfolio sind dabei die hohen Preise, die für alternative Baseload-Kontrakte verlangt werden. Über sog. Baseload PPA-Kontrakte kann sich ein Stromabnehmer auch in Zeiten geringer erneuerbarer Energie Grünstrom z.B. über Wasserskraftwerke sichern. [2]

Diese Arbeit erweitert die bisherigen Ansätze zur Untersuchung der PPA-Versorgung in zwei Richtungen. Erstens werden Wetterprofile von über 600 in Planung befindlichen EEAs verwendet, was eine deutlich detaillierte PPA-Portfolio Analyse ermöglicht. Zweitens wird durch ein detailliertes Elektrolyse-Modell ein flexibler Stromverbrauch modelliert, der eine realistische Produktion von Grünem Wasserstoff nachbilden kann. Erst damit kann eine Aussage über die damit einhergehenden tatsächlichen Kosten getroffen werden.

Methodik und Verfahren

Um die Unsicherheiten zu berücksichtigen, die mit der Modellierung von zukünftiger Erzeugung aus dargebotsabhängigen EEAs einhergehen, wird eine stochastische Optimierung durchgeführt. Diese minimiert den Erwartungswert der Strombeschaffungskosten des Wasserstoffproduzenten mehrerer Wetterszenarien. Das zugrundeliegende Modell lässt sich in zwei Umgebungen einteilen. Erstens in die Verbraucherumgebung, die den Stromabnehmer darstellt und zweitens in eine Marktumgebung, die verschiedene Wege zur Strombeschaffung modelliert.

Die Verbrauchsumgebung besteht im Zentralen aus einer Energiebedarfszeitreihe, die als fix angenommen wird. Im Falle der hier betrachteten industriellen Stromabnehmer handelt es sich bei der fixen

[1] Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, 52074 Aachen, Germany
[2] Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS), RWTH Aachen University, 52074 Aachen, Germany
[3] Juelich Aachen Research Alliance, JARA-Energy, Germany Institute Muenster (HI MS), IEK-12, Forschungszentrum Jülich, 52428 Jülich, Germany
Forschungszentrum Jülich GmbH, Institute of Energy and Climate Research Helmholtz-Institute Münster: Ionics in Energy Storage (IEK-12)), 52425 Jülich, Germany
Kontakt: E-Mail: jonas.brucksch@isea.rwth-aachen.de, Tel.: +49 241 80 49315

Zeitreihe um Wasserstoffbedarfe eines Jahres. Diese Bedarfe werden über ein dynamisches Elektrolyse-Modell in flexible Strombedarfe übersetzt. Das Elektrolyse-Modell berücksichtigt detaillierte Eigenschaften realer Anlagen wie Wartungszeiten, Alterung und arbeitspunktabhängige Effizienzen. Dem Stromabnehmer wird weitere Flexibilität durch Wasserstoff- und Batteriespeicher ermöglicht.

Die Marktumgebung stellt einen Bilanzkreis dar, über den der Stromabnehmer seinen Strombedarf über PPA-Verträge oder den Day-Ahead Markt decken kann. Über PPA-Verträge kann Strom aus EEAs bezogen werden. In den EEA-Komponenten werden historische Auslastungen, Bezugspreise und die Nominalleistung der Anlage hinterlegt. Die von den Anlagen bezogene Strommenge hängt von der kontraktierten Leistung ab. Die Optimierung entscheidet, welchen Anteil der Nominalleistung der Stromabnehmer zur Kostenminimierung beziehen sollte und dementsprechend werden die Auslastungsfaktoren der EEAs skaliert als Einspeisung zum Stromabnehmer verwendet. Zum anderen kann Strom über den Day-Ahead Handel gekauft und verkauft werden. Hier werden auch Überschüsse aus den PPA-Beschaffungen weiterverkauft. Laut RED 2 kann der am Day-Ahead Markt eingekaufte Strom jedoch nicht für die Produktion von Grünem Wasserstoff verwendet werden.

Das hier vorgestellte Modell stellt ein Dimensionierungsproblem mit zwei Ebenen dar. Die erste Ebene besteht aus den Entscheidungsvariablen der Dimensionierung der Komponenten. Dies umfasst die Größe von physischen Komponenten wie Speichern und Elektrolyseure und die damit zusammenhängenden Investitionskosten sowie die kontraktierte Leistung der PPA-Anlagen. Von der Dimensionierung der ersten Ebene hängen die operativen Entscheidungen der zweiten Ebene ab. Diese minimiert die operativen Kosten über die Leistungsflüsse zwischen Markt und Verbraucher. Eine Kerneigenschaft dieses Problems ist die Abhängigkeit von den Erzeugungsdaten der EEAs, deren Vorhersage immer mit Unsicherheit verbunden ist. Um diese Unsicherheit im Optimierungsproblem zu berücksichtigen, werden in dieser Arbeit 25 Wetterszenarien über eine stochastische Optimierung über einen Erwartungswert in die Zeit Ebene eingebunden.

Datengrundlage und Analyse

Die hier vorgestellte Methodik wird für die Analyse eines Szenarios verwendet, in dem Grüner Wasserstoff nach Definition der RED 2 Direktive hergestellt werden soll. Als mögliche Erzeugungsanlagen für die PPA-Verträge werden geplante Wind- und PV-Erzeugungsanlagen in Deutschland sowie Großbritannien berücksichtigt. Insgesamt kann somit Strom von über 600 verschiedenen Standorten bezogen werden. Die Wetterszenarien für die stochastische Optimierung stammen aus den Jahren 2011-2015. Die Wasserstoffbedarfe wurden aus historischen Gasbedarfen einer existierenden Glasproduktion in Deutschland berechnet, in der Wasserstoff zukünftig das Gas im Schmelzprozess ersetzen soll.

Die Analyse der Wasserstoffproduktion gliedert sich in zwei Teile. Zunächst wird ein Basisszenario mit heutigen PPA- und Day-Ahead Preisen untersucht. Dabei liegt der Fokus auf der Nutzung des Speichers und anderer Flexibilitätskomponenten, um die Überdimensionierung von PPA-Kontrakten zu verringern bzw. PPA-Überschüsse zwischenzuspeichern, um das Erzeugungsprofil dem Verbrauchsprofil anzupassen. Dabei wird ein Vergleich zu einer Beschaffung über Baseload-PPAs vorgenommen. Der zweite Teil zeigt detailliert, wie sich die Portfolio-Zusammenstellung bei variierenden PPA-Preisen verändert.

Insgesamt gibt diese Arbeit Einblick in die Herausforderungen, die auf Produzenten Grünen Wasserstoffs in Zukunft warten. Zugleich legt sie dar, wie ein Wasserstoffproduzent über Flexibilität im Herstellungsprozess in Kombination mit einer intelligenten PPA-Portfolio Zusammenstellung die Gestehungskosten im Vergleich zu Baseload-PPAs senken kann.

Referenzen

[1] “Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 as regards the promotion of energy from renewable sources”, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1699364355105&uri=CELEX%3A32023L2413

[2] Gabrielli et al., “Mitigating financial risk of corporate power purchase agreements via portfolio optimization”, *Energy Economics*, Volume 109, 2022

5.4.2. Techno-Economic Assessment of Waste Heat Recovery for Green Hydrogen Production: A Simulation Study

Natalie FRASSL(*)[1], Nina RANJBAR-SISTANI[2], Yannick WIMMER, Judith KAPELLER, Klara MAGGAUER, Johannes KATHAN

Hydrogen, functioning as a green energy carrier, has emerged as a promising solution in the transition process to renewables. During times of abundant electricity generation, it can store excess energy for a diverse range of sectors like mobility, industry, electricity production and heating. Nevertheless, producing green hydrogen by electrolysis comes with a substantial energy loss in the form of heat. Alkaline Electrolysis (AEL), a mature and low-temperature technology, has an efficiency of 60 – 80 % regarding the higher heating value of hydrogen [4], which means that at least a fifth of the input electricity is lost. With a growing demand for electrolysers, it becomes paramount to investigate paths to re-purpose this thermal energy and increase the overall efficiency [1, 2, 5]. District Heating Networks are an example of potential heat sinks for the generated waste heat as the supply temperatures for innovative heating networks are below 100 °C [3].

Objective

The aim of this work is to conduct a techno-economic assessment on the utilization of electrolyser waste heat in a district heating network using a python-based simulation framework. The examined alkaline electrolyser system is in the low MW-scale and powered by surplus renewable electricity generated by wind and solar energy (see Figure 1 for system boundaries). Hereby, solar and electrolyser capacity are varied to study the effect these parameters have on the hydrogen and heat output, while storage components for hydrogen or heat are not regarded. Subsequent to a system simulation, a technical and economical evaluation is executed focusing on the effects of re-using generated heat on system efficiency (η) and Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Additionally, the process of selling heat is checked for viability.

Methodology

A detailed alkaline electrolyser model has been added to an existing python-based simulation framework for renewable power plants and is validated against literature. Hereby, a tool capable of conducting a satisfactory analysis for a renewably powered AEL, especially in terms of heat generation, was created, while also preserving simplicity and code performance. Consequently, the electrolyser model not only consists of a thermodynamic and electrochemical part, but also includes a thermal model, which entails a simple cooling mechanism.

During the simulation process, the extracted and useable excess heat from the electrolyser is compared to a thermal load profile of a district heating network [6] to estimate the supplied energy. To conclude the techno-economic analysis, a range of Key Performance Indicators (KPIs) are determined, among them the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) (with and without considering heat revenues) as well as the improved efficiency regarding supplied heat (η_{DH}). Finally, the Levelized Cost of Heat (LCOHeat) is calculated to verify the economic feasibility of selling heat, considering the additional expenditure for the heat exchanger. For this, an optimistic and pessimistic heat price is assumed, at 25 and 40 €/MWh respectively.

Results and Conclusion

Existing experimental data aligns reasonably with the polarisation curve of the integrated electrolyser model, affirming the model's accuracy. Further validation, involving a comparison of hydrogen production rates and a justification of efficiency curves, supports the MW-scale of electrolyser operation.

Generally, a peak in heat generation within the electrolyser is observed at the beginning of an operational period due to initial temperature levels. This is used to heat up the electrolyser and once the

[1] TU Wien; Karlsplatz 13, 1040 Wien; e11902096@student.tuwien.ac.at; www.tuwien.at
[2] AIT Austrian Institute of Technology; Giefinggasse 2, 1210 Wien; www.ait.ac.at

desired temperature is reached, the cooling mechanism is activated. However, issues with an oscillating cooling system during non-consistent and partial load operation have to be addressed.

The largest (3 stack) electrolyser system is most affected by this effect, as it shows large periods where the electrolyser cannot operate at its nominal power. This affects all KPIs related to the heat output. A bigger electrolyser system leads to a slightly reduced η_{DH} and increased LCOH, while a higher PV capacity causes a lower LCOH and better fulfillment of the district heating demand profile. For one of the systems showing good KPIs - 5 MW PV and smallest electrolyser - the efficiency is enhanced by 10.5 % with heat provision, while the LCOH is 1.6 €/kg in an optimistic heat sale scenario.

The effect of selling heat results in just marginally improved LCOH values; for the optimal single stack system, only around 11.4 % improvement can be achieved and this change in price varies greatly with stack number and renewable capacity. The analysis further indicates a good economic basis for heat sales with one or two electrolyser stacks, whereas the viability diminishes for larger electrolyser configurations. Results are listed in Table 1.

These results indicate that an electrolyser powered by surplus renewable energy has future potential in heat and hydrogen generation under the right conditions. Simultaneously, the analysis motivates a closer examination of the cooling mechanism. To additionally improve the synergy with district heating, the consideration of some form of heat storage could pay off due to high heat demand during winters.

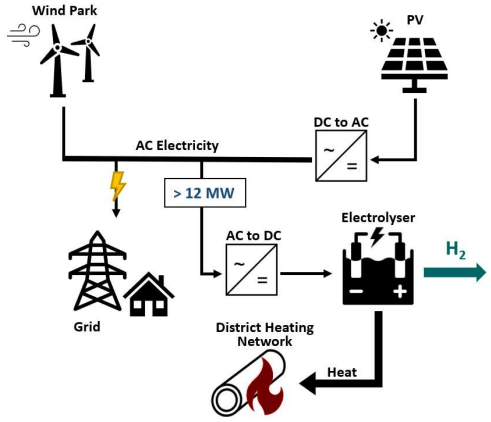


Figure 1: System Boundaries and Visualisation

KPI \ Electrolyser [MW]	2.13	4.26	6.39
η [%]	77.7	77.8	78.1
η_{DH} [%]	88.2	84.7	82.3
LCOH [€/kg]	1.9	2.0	2.4
$LCOH_{optimistic}$ [€/kg]	1.6	1.9	2.3
LCOHeat [€/MWh]	8.8	15.6	31.4

Table 1: KPI Results for 5 MW PV and 16.8 MW Wind Capacity

References

[1] Böhm, H., Moser, S., Puschnigg, S., and Zauner, A. 2021. Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 63, 31938–31951.

[2] Burrin, D., Roy, S., Roskilly, A. P., and Smallbone, A. 2021. A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network. *Energy Conversion and Management* 246, 114686.

[3] Guelpa, E., Capone, M., Sciacovelli, A., Vasset, N., Baviere, R., and Verda, V. 2023. Reduction of supply temperature in existing district heating: A review of strategies and implementations. *Energy* 262, 125363.

[4] Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., and Hassan, H. 2022. A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems. *Environmental science and pollution research international* 29, 58, 86994–87018.

[5] Reuter, S. and Schmidt, R.-R. 2022. Assessment of the Future Waste Heat Potential from Electrolysers and its Utilisation in District Heating. In *NEFI Conference Proceedings*, 54–64.

[6] Simon Pezzutto, Stefano Zambotti, Silvia Croce, Pietro Zambelli, Giulia Garegnani, Chiara Scaramuzzino, Ramón Pascual Pascuas, Alyona Zubaryeva, Franziska Haas, Dagmar Exner (EURAC), Andreas Müller (e-think), Michael Hartner (TUW), Tobias Fleiter, Anna-Lena Klingler, Matthias Kühnbach, Pia Manz, Simon Marwitz, Matthias Rehfeldt, Jan Steinbach, Eftim Popovski (Fraunhofer ISI) Reviewed by Lukas Kranzl, Sara Fritz. 2018. *Hotmaps Project. D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28*. www.hotmaps-project.eu. Accessed 28 November 2023

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

5.4.3. Systematisches Vorgehen zur Analyse eines „Technologischen Innovationsystems (TIS)“ im Feld Wasserstoff am Beispiel der südafrikanisch-deutschen Energiepartnerschaft

Lukas KASPER(*), Eva HAUSER[1]

Inhalt

Im Hinblick auf das globale Ziel der Treibhausgasneutralität stehen alle Staaten weltweit vor großen Herausforderungen. Hierbei spielen erneuerbare Energien die entscheidende Rolle. Gleichermaßen sind weitere Innovationen wichtig für die notwendigen Transformationen und die übergreifende Zielerreichung. Innovationsentwicklungen sind sehr divers und ihre (Markt-)durchdringung schwer zu erfassen. Mit Hilfe sogenannter Technologischer Innovationssysteme (TIS) können solch spezifische Systeme analysiert, bewertet und ihre Entwicklung mit konkreten Ansätzen unterstützt werden. Allen voran im Technologiefeld Wasserstoff mit Fokus auf grünem Wasserstoff stecken die Strukturen noch in der Genese, sodass ein systematisches Vorgehen zum Verstehen sowie Fördern der Technologie das große Ziel der Treibhausgasneutralität unterstützt. Im folgenden Beitrag wird beispielhaft eine TIS-Analyse der südafrikanisch-deutschen Energiepartnerschaft vorgestellt.

Methodik

Grundlage bilden die Arbeiten von B. Carlsson und R. Stankiewicz (1991) mit ihrem Paper „On the nature, function and composition of technological systems“, A. Bergek, S. Jacobsson, B. Carlsson, S. Lindmark und A. Rickne (2008) mit ihrem wissenschaftlichen Paper „Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems: A scheme of analysis“ sowie M. Hekkert, S. Negro, G. Heimeriks und R. Harmsen (2011) mit ihrer Publikation „Technological Innovation System Analysis – A manual for analysts“. Carlsson und Stankiewicz zeigen, dass das wirtschaftliche Wachstum eines Landes gleichzeitig das Entwicklungspotenzial als Funktion der TIS, an denen diverse Wirtschaftsakteure (Agenten) beteiligt sind, widerspiegelt [1]. Bergek et al. führen diese Ansätze weiter, indem sie ein praktisches Analyseschema für Entscheidungsträger zur Identifikation von Schlüsselfragen und konkreter Ziele in der Politik liefern [2]. Hekkert et al. setzen unter anderem auf die Erkenntnisse aus Bergek et al. (2008) auf; ihr Handbuch dient als Nachschlagewerk mit Anleitungen für die Analyse von TIS zu politischen Entscheidungsprozessen. Die Autoren definieren im Grundsatz die gleichen sieben Hauptfunktionen in einem TIS wie Bergek et al. (2008) und legen darüber hinaus fünf Phasen zur Bewertung des Innovationsystems vor [3]. Esmailzadeh et al. (2020) [4], Furtado et al. (2020) [5] und Wandera (2020) [6], werden auf Grund ihrer Aktualität und ihrem Fokus auf erneuerbare Energien und Kraftstoffe in Entwicklungs- beziehungsweise Schwellenländern hier als wissenschaftliche Grundlagen herangezogen.

Das erarbeitete Schema beschreibt sechs verschiedene Subanalysen, die dabei helfen, nicht nur strukturelle Merkmale und Dynamiken eines TIS zu verstehen, sondern auch sieben verschiedene Kernprozesse, sogenannte „Funktionen“, zu bewerten (vgl. Abb.). Die Funktionen haben erheblichen Einfluss auf die Entwicklung, Verbreitung und Nutzung einer Technologie. [2].

Ergebnisse

Für die Analyse eines TIS ist die Ausgestaltung der sechs Subanalysen entscheidend. Zuerst muss die Systemgrenze definiert werden. Hier ist darauf zu achten, dass ein räumlich begrenztes TIS wie die hier untersuchte Energiepartnerschaft inklusive seiner globalen Einbettung betrachtet wird. [2]. Die Definition der strukturellen Komponenten im TIS bildet die zweite Subanalyse. Dabei werden die Akteursgruppen in ihrem systemischen Aktionsfeld einzeln, und im Zuge der übergreifenden TIS-Theorie, zusammen

[1] Beide Autor*innen: IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, kasper@izes.de & hauser@izes.de, +49 681 844 972-0; https://www.izes.de

beleuchtet. Die Netzwerke zwischen den strukturellen Komponenten sind dabei eine Form der systemischen Organisation und dienen dem Austausch von Wissen. [1].

Die dritte Subanalyse dient der Darstellung des funktionalen Musters und der einhergehenden Eruierung der sieben Hauptfunktionen (vgl. Abb.). Diese werden hinsichtlich des qualitativen beziehungsweise quantitativen Erfüllungsgrades bewertet. Die Bewertung erfolgt anhand ausgewählter Indikatoren für die jeweiligen Hauptfunktionen und kann in entsprechenden Netzdiagrammen grafisch dargestellt werden. Mit den Diagrammen werden bis zu fünf unterschiedlichen Indikatoren Werte von 1 (vollkommene Erfüllung der Indikatorleistung) bis 5 (unzureichende Zielerfüllungsgrad) zugeordnet.

Die vierte Subanalyse dient der Bestimmung der Systemfunktionalität ausgehend vom beschriebenen funktionellen Muster und der tatsächlichen Systemgüte. Des Weiteren werden sich daraus ergebende Schlussfolgerungen beziehungsweise Prozessziele definiert.

Mit der fünften Analyse werden die Hemmnisse und Multiplikatoren, die auf das TIS und seine Beschaffenheiten (Funktionen) einwirken, ausgehend vom vorliegenden Funktionsmuster sowie den darin herausgearbeiteten Erkenntnissen zusammengesetzt und zusammenfassend beleuchtet.

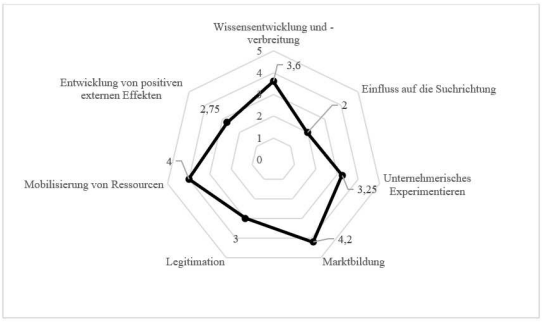


Abbildung 28: Bewertungsschema zu den sieben Primärfunktionen im TIS *(Eigene Darstellung nach: Bergek et al. (2008): Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems, S. 410 ff. und Hekkert et al. (2011): Technological Innovation System Analysis, S. 10)*

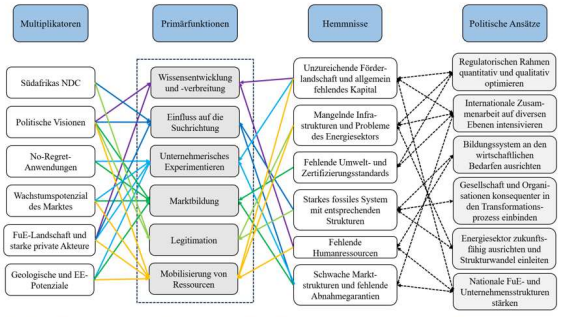


Abbildung 29: Analysematrix zu Hemmnissen und Multiplikatoren sowie den dazugehörigen politischen Ansätzen im TIS *(Eigene Darstellung nach: Bergek et al. (2008): Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems, S. 422)*

Abbildung: Analyse des funktionalen Musters des TIS ZA-DE und der identifizierten Hemmnisse

Im Verbund ergibt sich eine übergreifende Matrix zum TIS, auf deren Basis - nach Gesprächen mit den relevanten Stakeholder*innen – konkrete politische Strategien zur Stärkung der Systemfunktionalität und Innovationskraft der Technologie etabliert werden können [2].

Referenzen

[1] Carlsson, Bo; Stankiewicz, Rikard (1991): On the nature, function and composition of techno-logical systems. In: Journal of Evolutionary Economics (Volume 1, Issue 2), 93–118. Springer Science+Business Media LLC.

[2] Bergek, Anna; Jacobsson, Staffan; Carlsson, Bo; Lindmark, Sven; Rickne, Annika (2008): Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems: A scheme of analysis. In: Research Policy 37 (3), S. 407–429. DOI: 10.1016/j.respol.2007.12.003.

[3] Hekkert, Marko; Negro, Simona; Heimeriks, Gaston; Harmsen, Robert (2011): Technological Innovation System Analysis. A manual for analysts. Hg. v. Faculty of Geosciences. Copernicus Institute for Sustainable Development and Innovation. Universiteit Utrecht.

[4] Esmailzadeh, Mohammad; Noori, Siamak; Aliahmadi, Alireza; Nouralizadeh, Hamidreza; Bogers, Marcel (2020): A Functional Analysis of Technological Innovation Systems in Developing Countries: An Evaluation of Iran's Photovoltaic Innovation System. In: Sustainability 12 (5), S. 2049. DOI: 10.3390/su12052049.

[5] Furtado, André Tosi; Hekkert, Marko P.; Negro, Simona O. (2020): Of actors, functions, and fuels: Exploring a second generation ethanol transition from a technological innova-tion systems perspective in Brazil. In: Energy Research & Social Science 70, S. 101706. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101706.

[6] Wandera, Faith Hamala (2020): The innovation system for diffusion of small wind in Kenya: Strong, weak or absent? A technological innovation system analysis. In: African Journal of Science, Technology, Innovation and Development 13 (5), S. 527–539. DOI: 10.1080/20421338.2020.1771979.

5.4.4. Erneuerbarer Wasserstoff übers Stromnetz: Simulation zukünftiger Nachhaltigkeitskriterien in Europa

Bernhard THALER[1], Michael WOHLTHAN, Gerhard PIRKER

Einleitung

Die EU hat kürzlich in einem delegierten Rechtsakt Nachhaltigkeitskriterien für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs festgelegt [35]. Die Herstellung solcher Kraftstoffe basiert auf der Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff (H_2) mittels Elektrolyse. Aufgrund diverser Umwandlungsverluste besteht jedoch bei der Verwendung nicht-erneuerbaren Stroms das Risiko, effektiv keine CO_2-Emissionen gegenüber H_2 aus fossilen Energien zu reduzieren. Die Nachhaltigkeitskriterien sollen sicherstellen, dass ausschließlich erneuerbarer Strom verwendet wird. Außerdem soll die Zusätzlichkeit („Additionality“) dieser Energie garantiert werden, damit erneuerbare Kraftstoffe mit neuen, komplementären Erzeugungsanlagen versorgt werden.

Bezieht eine Elektrolyse-Anlage ausschließlich Strom aus einer direkten Leitung von erneuerbaren Energiequellen ist die Erfüllung der Kriterien unkritisch. Bei Strombezug über das öffentliche Stromnetz ist die Erfüllung komplexer, da Energieerzeugung und Verbrauch örtlich über limitierende Stromleitungen und Preiszonen getrennt sein können. Der delegierte Rechtsakt sieht für diesen Fall mehrere Möglichkeiten vor, wann Strom-basierte Kraftstoffe als erneuerbar gelten können:

1. Der Elektrolyseur steht in einer Gebotszone mit einem Anteil erneuerbarer Energien über 90%, gemessen am Bruttostromverbrauch exklusive Pumpspeicherverbrauch.
2. Die Elektrolyseanlage steht in einer Gebotszone mit einer Emissionsintensität geringer als 18 gCO_{2equ}/MJ, ein Power Purchase Agreement (PPA) besteht für den Bezug der erneuerbaren Energie, sowie die Kriterien der zeitlichen und örtlichen Korrelation sind erfüllt (siehe Punkt 4). Die Berechnung der Emissionsintensität erfolgt nach einem weiteren delegierten Rechtsakt [36] und wird als Verhältnis aller Emissionen aus der Bruttostromerzeugung zur gesamten Nettostromerzeugung definiert. Emissionen aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden mit virtuellen Emissionen entsprechend reiner Wärmeerzeugungsanlagen reduziert.
3. Es wird nachweislich Strom aus ansonsten abgeregelten erneuerbaren Energien verwendet.
4. Die Kriterien der Zusätzlichkeit, zeitlichen Korrelation und geografischen Korrelation sind erfüllt. Zusätzlichkeit bedeutet das Bestehen eines PPA mit Erzeugungsanlagen die nicht gefördert und nicht älter als 36 Monate sind. Zeitliche Korrelation fordert die bilanzielle Überstimmung von produzierter erneuerbarer Energie und Bezug des Elektrolyseurs, bis 2029 auf monatlicher und ab 2030 auf stündlicher Basis. Geografische Korrelation fordert die Installation der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und des Elektrolyseurs in derselben Gebotszone.

In dieser Publikation wird die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien für die Länder Europas analysiert und diskutiert. Ein Fokus liegt dabei auf möglichen Szenarien zur Erfüllung der Kriterien 1 und 2, inklusive einer Analyse der gegenwärtigen Emissionsintensitäten und erneuerbaren Anteile.

Methodik

Die derzeit erreichten Emissionsintensitäten werden für das Jahr 2021 nach der EU-Methodik anhand offizieller Energiebilanzen von Eurostat (nrg_bal_c) berechnet. Simulationsszenarien werden mit dem Energiesystem-Modell „ENERsim macrogrid“ berechnet. Das Modell bildet alle Länder der EU, Norwegen, Schweiz und Großbritannien, sowie entsprechende Grenz-Übertragungskapazitäten ab. Die Simulation basiert auf einer Quadratischen Optimierung und optimiert die Betriebsstrategie Länder-aggregierter Erzeugungskapazitäten mit bis zu stündlicher Auflösung. Datenbasis des Modells sind Daten von Eurostat, ENTSO-E, sowie PECD für Zeitreihen- und Wetterdaten. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung werden mit Must-Run Energiemengen entsprechender Fernwärmebedarfsprofile modelliert. Die Erzeugung von Strom aus im Modell nicht berücksichtigten Sondergasen wird mit Korrekturfaktoren

[1] LEC GmbH - Large Engines Competence Center Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz,
Contact: bernhard.thaler@lec.tugraz.at

berücksichtigt. Ausbauziele erneuerbarer Energien werden aus dem TYNDP Szenario „National Trends“, sowie, falls verfügbar, Länder-spezifisch aktuelleren Daten entnommen.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt die Anteile erneuerbarer Energien und Emissionsintensitäten für das Jahr 2021 für die Eurostat-Daten und die Ergebnisse der Energiesystem-Modellierung. Die Übereinstimmung zwischen Simulation und Eurostat dient als Validierung des Modells. Es zeigt sich, dass bezüglich des Kriteriums 1 des erneuerbaren Anteils bis jetzt nur Norwegen einen Anteil über 90% erreicht. Bezüglich Emissionsintensität erreichen außerdem Schweden, sowie knapp die Schweiz und Frankreich das Kriterium, aufgrund der niedrigen Emissionsbilanzierung dort eingesetzter Atomkraft.

Für die Zukunftsszenarien, die in der Langfassung breiter diskutiert werden, zeigt sich, dass die Kriterien zur nachhaltigen Erzeugung von Wasserstoff auch in Zukunft nur von wenigen Ländern erfüllt werden. Ausbaupläne erneuerbarer Energien stehen einem gleichzeitig steigenden Strombedarf aufgrund von Elektrifizierung gegenüber. Somit bleiben in vielen Regionen die Additionality-Kriterien die einzige Möglichkeit nach EU-Definition, erneuerbare Kraftstoffe über das Stromnetz zu erzeugen.

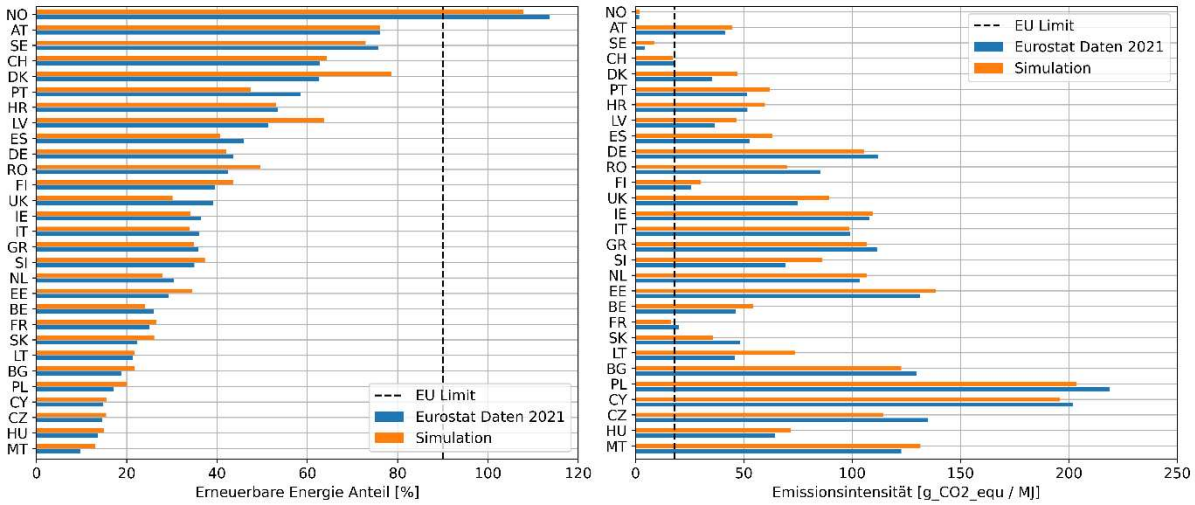


Abbildung 1: Erneuerbare Energie Anteile (links) und Emissionsintensitäten (rechts) europäischer Länder für das Jahr 2021, berechnet über offizielle Eurostat-Daten sowie als Simulationsergebnis des Energiesystem-Modells.

Förderung

Die AutorInnen möchten sich für die finanzielle Unterstützung des „COMET-Modul LEC HybTec“ durch das „COMET - Competence Centers for Excellent Technologies“ Programm des BMK und des BMAW sowie des Landes Steiermark bedanken. Das COMET Programm wird durch die FFG abgewickelt.

Referenzen

[1] European Comission, „Comission delegated Regulation (EU) of 10.02.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2021 of the European Parliament and of the Council,“ 10 02 2023. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf. [Zugriff am 20.11.2023].

[2] European Comission, „Annex to the Comission delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council,“ 10 02 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185. [Zugriff am 20.11. 2023].

5.4.5. Tool Chain for Safety Evaluation of Hydrogen Applications

Martin KRENNBÖCK(*), Thomas STÖHR[1], Julius RAUH, Markus SARTORY, Alexander TRATTNER

Introduction

The identification of hazard potentials and its rapid and accurate validation is of crucial importance for safe hydrogen applications. To prevent incidences and derive sufficient and appropriate safety measures, targeting and fast evaluation is necessary during engineering phase and certification processes. Experience in recent years has also shown that the authorities or notified bodies are increasingly demanding an in-depth safety assessment. National standards must be taken into account as well as industry or company-specific requirements, such as those in refineries. Location-specific conditions have to be considered in order to develop a suitable safety concept. This publication presents a methodological toolkit that allows direct and indirect hazard potentials to be determined. The practice-orientated and implementation-oriented approach makes it possible to answer safety-relevant questions accurately. This enables safe H_2 applications and accelerates approval processes and commissioning.

Method

The tool chain enables the determination of direct hazards such as explosion zones and blast waves (see Figure 1 and Figure 2) as well as indirect hazards such as flying debris. As a direct result, the consequences of damage to people and systems are derived in order to develop suitable safety measures on this basis. Since mobile hydrogen applications are also being used more and more, H_2 propagation at the vent and the spread of explosive atmospheres must also be accurately assessed (see Figure 3). This allows safety distances to be defined as a function of the structural and meteorological boundaries.

The methodological approach combines classic hazard and risk analyses with thermodynamic and CFD-supported simulation methods. The functional principles of hydrogen technologies as well as their operation modes are integrally considered.

The toolchain provides the following individual steps:

- Analysis of the technical structure, its operating states as well as environmental conditions.
- Definition of different (worst-case) scenarios that could potentially cause damage to people and the system if they occur.
- Derivation of technical boundary conditions such as pressure levels, H_2 release potentials, stationary conditions in operation etc.
- CFD simulation of the relevant safety-relevant damage event
- In post-processing, relevant transient and stationary measures are evaluated:
    - H_2 spread and formation of explosive mixtures
    - Blast wave propagation and possible reflections (risk of self-ignition)
    - Temperature of hydrogen (risk of self-ignition)
    - H_2 mass of the ignitable mixture
- Assessment of the explosion effect and the damage potential using TNT equivalent [1]
    - Impact of the pressure wave on people's health
    - Evaluation of protective measures such as explosion flaps, swirl plates, etc.
    - Evaluation of debris flight
- Derivation of appropriate technical and operative safety measures

[1] Thomas Stöhr, HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, 8010 Graz,0316 873 9523, stoehr@hycenta.at, www.hycenta.at

Results

The results of the procedure allow well-founded statements to be made about:

- Assessment of standard safety measures such as stationary ventilation and dilution
- Effectiveness of activated safety measures such as explosion ventilation and explosion flaps
- Assessment of the explosion effect and damage caused by detonation and blast wave
- Derivation of structural, operational and procedural safety measures as well as limitation of safety distances

In the publication and the presentation, results are illustrated using exemplary references.

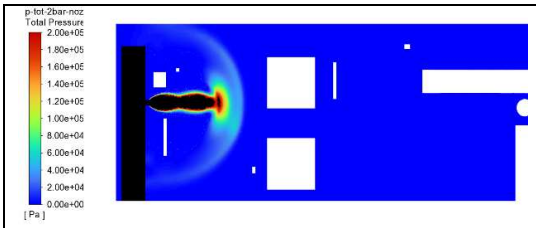


Figure 1: Blast Wave Propagation in electrolyser container

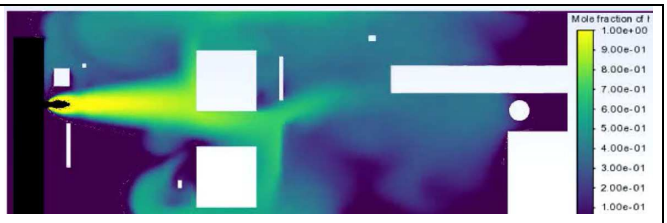


Figure 2: H2-Dispersion within electrolyser after 0,5 seconds

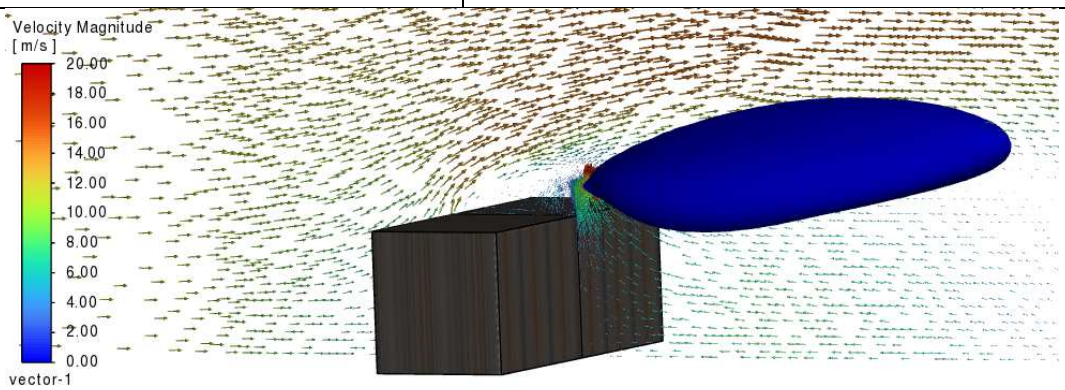


Figure 3: Hydrogen dispersion in atmosphere and flammable gas cloud propagation (lower explosion limit marked blue)

References

[1] US Departmend of defense, “Structures to resist the effect of accidental explosions”, UFC 3-340-02, 2005

5.4.6. Faktoren für die Entstehung eines internationalen Wasserstoffmarktes

Barbara DRÖSCHEL, Eva HAUSER, Henrik MANTKE, Benjamin ZECK[1]

Das Projekt „Global - H2 - Upscaling“

Die EU will bis 2030 10 Mio. t „erneuerbaren“ Wasserstoff selbst produzieren und nochmals so viel importieren. [37] Doch woher sollen solch bedeutende Mengen „grünen“ Wasserstoffs in so kurzer Zeit kommen? Laut iea betrug der weltweite H_2-Verbrauch 2022 lediglich 95 Mt. Davon waren gerade einmal 0,7 % „emissionsarmer“ H_2. [38]

Um mögliche H_2-Exportländer zu identifizieren, hat das IZES in Saarbrücken (Deutschland) vom deutschen Ministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ein Forschungsprojekt erhalten, das es zusammen mit seinem Partner, der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), noch bis Ende 2024 umsetzt.

Im Projekt „Global - H_2 – Upscaling“ haben wir weltweit Länder identifiziert, die bereits Wasserstoffstrategien verabschiedet haben und entsprechende Projekte voranbringen. Zur Bewertung der gewählten Länderstrategien bedienen wir uns sozioökonomischer Ansätze der Innovationsforschung. Wir haben ein Kriterienset zur Bewertung der Erfolgsaussichten solcher Projekte entwickelt, und einige Kolleg*innen waren zu einer Studienreise in Chile unterwegs, wo sie sich entsprechende Projekte angeschaut haben. Dabei wurden Akteur*innen aus Regierung, Industrie, Forschung und von NGOs zu Wasserstoffprojekten vor Ort befragt. Wir konnten im Rahmen des Projekts auch zwei internationale Workshops mit weltweiten Vertreter*innen aus der Wasserstoffwirtschaft durchführen, deren Grundlage die von uns zur Marktentstehung entwickelten Forschungshypothesen bildeten.

TIS-Analyse als methodischer Ansatz

Wir haben den TIS-Ansatz für unsere vertieften Länderfallstudien gewählt, weil er die Möglichkeit eröffnet, über technische Entwicklungen hinaus und auch jenseits rein ökonomischer Erwägungen, Innovationsprozesse – hier vor allem bezogen auf die Entwicklung erneuerbarer Energien und von Wasserstoffaktivitäten – in Entwicklungsländern in einer erweiterten Form zu erfassen und zu evaluieren. Daraus hoffen wir, Erfolgsfaktoren ableiten zu können, die für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in politische Handlungsempfehlungen und Programme einfließen sollten.

Die Technical-Innovation-System (TIS) – Analyse verfolgt einen Evaluierungsansatz innerhalb eines politischen Systems, der auf sog. Funktionen und funktionalen Dynamiken basiert. Im Fokus stehen dabei sieben Funktionen, die wiederum von (gesellschaftlichen) Akteuren, Netzwerken und Institutionen beeinflusst und geprägt werden. [39] Bei den Funktionen wie z.B. der Entwicklung von Wissen, dem Einfluss auf die Forschungsrichtung oder der Marktentwicklung handelt es sich jedoch nicht um fest definierte Größen, die in allen TIS-Analysen in gleicher oder ähnlicher Form verwendet werden. Es hat sich vielmehr gezeigt, dass die Anwendbarkeit des TIS-Ansatzes auf Entwicklungs- und Schwellenländer begrenzt ist, und ihr Ansatz dementsprechend erweitert bzw. modifiziert werden sollte. Bergek geht in einer ihrer neueren Veröffentlichung daher auf die Besonderheiten in Entwicklungsländern und die sich hieraus möglicherweise ergebenden Anpassungsbedarfe der TIS-Analyse ein. [40]

Die Länderauswahl

Zu Beginn des Projekts wurden per Desktop-Recherche und mit Unterstützung der GIZ Informationen über bereits bestehende und geplante Wasserstoffprojekte (wir nennen sie Produktionskerne) und -strategien zusammengetragen. Der Fokus lag dabei auf Ländern des globalen Südens sowie Asien. Die

[1] Wissenschaftliche Mitarbeitende der IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17, D-66115 Saarbrücken, Phon: +49 681 - 844 972 52, Fax: +49 681 761 799 9, droeschel@izes.de, https://www.izes.de/

erstellte Longlist mit insgesamt 17 Ländern wurde im Anschluss darauf geprüft, ob eine zeitnahe Umsetzung oder Skalierung zumindest von Teilen erster Produktionskerne innerhalb der Projektlaufzeit möglich erschien. Zur weiteren Bewertung und Eingrenzung aussichtreicher Länderkandidaten für TIS-Analysen wurde eine Bewertung mit 8 Hauptindikatoren und 23 Unterindikatoren entwickelt. Diese wurden einem Ranking, basierend auf globalen Indizes, internationalen Studien und qualitativen Parametern, unterzogen, die für jeden Unterindikator recherchiert und gewichtet wurden. Unter den Hauptindikatoren befinden sich z.B. die folgenden: Strategische Ausrichtung des jeweiligen Landes für eine zukünftige H2-Wirtschaft (2), aktuelle energiewirtschaftliche und klimapolitische Rahmenbedingungen (3), Governance-Strukturen (6), Stabilität (7). Auf diese Art konnte eine Rangfolge aussichtsreicher Länder erarbeitet werden. Für eine vertiefte Länderanalyse nach dem obigen TIS-Ansatz wurden schließlich Chile und Südafrika ausgewählt. Letzteres, weil auch ein gut gewichtetes Land auf einem anderen als dem amerikanischen Kontinent berücksichtigt werden sollte. Denn die am höchsten bewerteten Länder lagen alle in Südamerika.

Workshops zur Marktentwicklung von Wasserstoff

Zur weiteren Vertiefung und Verifizierung unseres Indikatorenansatzes sollten zwei internationale online-Workshops mit Expert*innen aus möglichst vielen Ländern unserer Longlist und aus internationalen Organisationen beitragen. Die Expert*innen wurden seitens der GIZ und mittels deren Kontakten in den jeweiligen Ländern angesprochen. Am 7.11.2023 wurde ein Workshop für Teilnehmende aus Asien, dem Mittleren Osten und Afrika und am 8.11.2023 für Teilnehmende aus Südamerika durchgeführt. Hier sollten Einsichten dazu gewonnen werden, wie ausgewählte Expert*innen aus möglichen H_2-Exportländern die Entwicklungschancen für einen globalen Markt für H_2 und dessen Derivate aktuell und für die Zukunft einschätzen. Grundlage für die Diskussion bildeten 12 Forschungshypothesen, die Leitplanken für die Entwicklung eines solchen globalen Marktes bieten sollten. Diese wurden den Teilnehmenden zu Beginn jedes Workshops in Form einer Umfrage präsentiert. Hieraus konnten Zustimmungs- bzw. Ablehnungswerte für jede Hypothese abgeleitet werden, aufgeteilt auf die Expert*innen aus dem lateinamerikanischen und asiatisch-afrikanischen Raum. Inwieweit die EU ein großer Nachfrager nach H_2 sein könnte und auch bereit wäre, hierfür einen entsprechenden Preis zu zahlen, wurde von den Teilnehmenden aus beiden Weltregionen z.B. recht kontrovers eingeschätzt. Ebenso die These, dass von Beginn an nur „grüner“ H_2 ohne Biomasse erzeugt und gehandelt werden sollte. Die These, dass Elektrifizierung und Effizienzmaßnahmen die Nachfrage nach H2 wesentlich beeinflussen werden, fand grundsätzlich in beiden Weltregionen Zustimmung, jedoch mit graduellen Unterschieden. Die vier Thesen mit den kontroversesten Ergebnissen bzw. den höchsten Zustimmungswerten wurden im Anschluss an die Umfrage in einer moderierten Diskussion mit den Teilnehmenden besprochen. In beiden Workshops wurde z.B. der einfache Zugang zum Stromsystem als begünstigender Faktor für einen H_2 -Markt kontrovers diskutiert. Hypothesen mit hohen Zustimmungswerten fielen hingegen für den amerikanischen und asiatisch-afrikanischen Raum unterschiedlich aus. Ausgewählte Erkenntnisse aus den online-Workshops sollen beim Symposium vorgestellt und eingeordnet werden.

Referenzen

[1] EU, „Hydrogen,“ [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en. [Zugriff am 06 12 2023].

[2] iea, „Global Hydrogen Review 2023, Executive Summary,“ [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023/executive-summary. [Zugriff am 06 12 2023].

[3] A. Bergek, S. Jacobsson, B. Carlsson, S. Lindmark, A. Rickne, „Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems. A scheme of analysis,“ *Research Policy, (37), 3,* pp. 407-429, 2008.

[4] Bergek, A., Technological innovation systems: a review of recent findings and suggestions for further research, 2019.

5.5. SYSTEMISCHE ASPEKTE WASSERSTOFF

5.5.1. Optimiertes Systemdesign für heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff für 2030

Stefan REUTER(*)[1], Anton BECK[2], Stefan STRÖMER, Matthias TRANINGER

Inhalt

Für die vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems werden wasserstoffbasierte Technologien unerlässlich werden. Auf europäischer Ebene existieren ambitionierte Ziele für die Produktion [1] und den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in unterschiedlichen Sektoren [2], der Aufbau eines Marktes befindet sich aber noch in den Anfängen. Um den Markthochlauf zu ermöglichen und die steigende Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff zu decken, ist die Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Während erwartet wird, dass zukünftig große Mengen an Wasserstoff importiert werden müssen, wird der heimischen Produktion insbesondere in der frühen Phase des Markthochlaufs bis 2030 eine wichtige Rolle zuteil [3]. Während erste lokale Projekte [4,5], die einzelne Erzeugungsstandorte mit ersten Verbraucher:innen verbinden, in fortgeschrittenen Planungsphasen sind, ist die Frage der Platzierung von Elektrolyseuren zur Gewährleistung einer optimalen Systemintegration noch offen.

Im Rahmen des Projekts „HyTechonomy“ wurde daher ein Optimierungsmodell auf Basis des AIT IESopt Frameworks entwickelt, mit dem das optimale Design des österreichischen Wasserstoffsystems für 2030 in hoher räumlicher Auflösung ermittelt wurde. Dazu wurden unterschiedliche Szenarien modelliert, die sich durch die Höhe des Wasserstoffbedarfs und durch Einschränkungen in Bezug auf die nutzbaren Stromnetzkapazitäten unterscheiden.

Methodik

Die Systemanalyse basiert auf einem Investitions- und Betriebsmodell, zur Deckung des Wasserstoffbedarfs aus Industrie, Mobilität und Kraftwerken, unter Minimierung der insgesamten Systemkosten. Hierbei wird ausschließlich national produzierter, grüner Wasserstoff genutzt und der dafür nötige Ausbau neuer erneuerbarer Erzeugungsanlagen modellendogen berücksichtigt. Abgesehen vom nationalen Teil des European Hydrogen Backbone [6], der parallel zu den heutigen Gas-Fernleitungen läuft und als bestehende Infrastruktur angenommen wurde, erfordern alle weiteren Systemkomponenten neue Investitionen.

Im Modell ist jeder österreichische Bezirk abgebildet und durch die Potentiale für Erneuerbare (Wind, Solar), Wasserstoff- und Wärmebedarf sowie durch Kosten und Kapazitäten für die Wasserstoff- und Stromübertragung charakterisiert. Die Wasserstoffproduktion innerhalb der Bezirke erfolgt entweder durch direkte Kopplung der Elektrolyseure an neugebaute erneuerbare Erzeugungsanlagen, optional ergänzt durch Batteriespeicher, oder durch Elektrolyse direkt bei den Wasserstoffverbrauchern mit der Option der Wasserstoffspeicherung und Abwärmenutzung. Zusätzlich erlaubt das Modell den Bau von großen zentralen Elektrolyseuren auf der Systemebene, die direkt in den Hydrogen Backbone speisen. Der Wasserstofftransport innerhalb von Bezirken oder über Bezirke hinweg ist mit Trailern oder Pipelines möglich.

Resultate

Das Resultat der Optimierung ist die Topologie, Komponentengröße und Betriebsweise der einzelnen Bestandteile der heimischen Wasserstoffinfrastruktur, beispielhaft für das Szenario mit niedrigem Wasserstoffbedarf in Abbildung 1 dargestellt. Die Ergebnisse decken sich in Bezug auf die

[1] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 664 88964995, stefan.reuter@ait.ac.at, https://www.ait.ac.at
[2] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Wien

grundlegende Topologie des Wasserstoffnetzes und der Lokalisierung größerer Verbraucher mit anderen Studien [7,8]. Durch die systemoptimale Lokalisierung und Dimensionierung der Wasserstoffgestehung in Österreich, sowie der Berücksichtigung weiterer relevanter Wasserstoffsystemkomponenten und einer sektorgekoppelten Modellierung, geht diese Arbeit über den Scope vergleichbarer Studien hinaus. Eine wichtige Erkenntnis ist die Auswirkung der sektorgekoppelten Modellierung: Die Verringerung der Kapazitätsbeschränkungen in den Umspannwerken könnte die Systemkosten um etwa 3,5 Mrd. EUR senken.

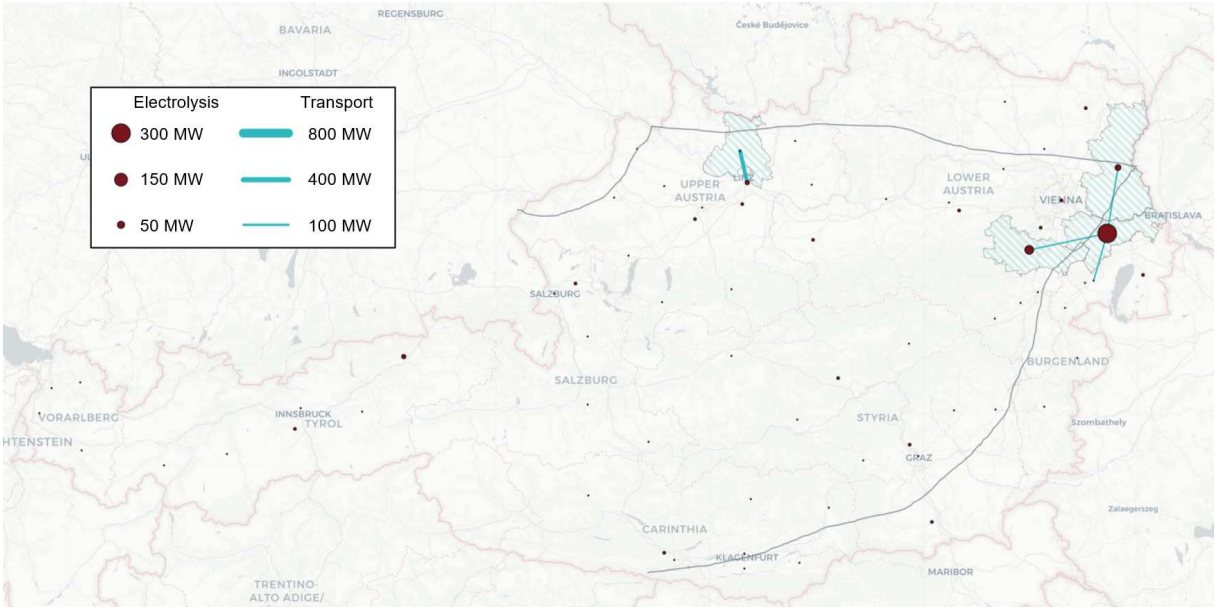


Abbildung 1 Systemtopologie des Wasserstoffsystems für das Szenario mit niedrigem Wasserstoffbedarf (industrieller Bedarf ausschließlich in den Bezirken Linz und Bruck/Leitha). Der Verlauf des Hydrogen Backbones ist in grau dargestellt, für blau schraffierte Bezirke hat das Modell einen Anschluss an den Backbone vorgesehen.

Förderhinweis

Die vorliegende Arbeit ist Teil des HyTechonomy-Projekts. HyTechonomy ist ein COMET Projekt im Rahmen des COMET - Competence Centers for Excellent Technologies Programms und wird von BMK, BMDW und den Ländern Steiermark und Oberösterreich finanziert.

Das COMET-Programm wird von der FFG verwaltet.

Referenzen

[1] European Commission, *REPowerEU-Plan*. 2022. Zugegriffen: 24. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

[2] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, *Richtlinie (EU) 2023/2413 - RED III*. 2023. Zugegriffen: 24. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105

[3] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Wasserstoffstrategie für Österreich“, 2022.

[4] Verbund AG, „PanHy: Grüner Wasserstoff aus dem Burgenland“. Zugegriffen: 24. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.verbund.com/de-at/geschaeftskunden/industrie/gruener-wasserstoff/projekte

[5] Gas Connect Austria, „H2 Collector Ost: Wasserstoff marsch für Ostregion!“ Zugegriffen: 24. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gasconnect.at/aktuelles/news/h2-collector-ost-wasserstoff-marsch-fuer-ostregion

[6] Guidehouse, „European Hydrogen Backbone: A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES“, 2022.

[7] AGGM, „H2-Roadmap for Austria“, gehalten auf der European Hydrogen Conference, Vienna, 29. März 2023.

[8] L. Sonnen, A. Rodgarkia-Dara, C. Gatzen, A. Lane, Z.-B. Sebastian, und A. Hans, „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“, 2023.

5.5.2. Integrated Hydrogen Infrastructure Design and Optimization: A Case Study at Graz University of Technology Center Hydrogen Research

Teresa JAGIELLO[1], Markus KÖBERL, Markus SARTORY, Helmut EICHLSEDER[2], Christoph HOCHENAUER[3], Andreas WIMMER[4], Merit BODNER[5], Alexander TRATTNER

Introduction

Given the pressing challenges created by climate change, the necessity to transition energy systems becomes evident. Central to this transition is the application of cleaner and sustainable technologies, designed to minimize the environmental impact. For that transition hydrogen technologies play a central role because of their capacity to serve as a sustainable energy carrier, encouraging decarbonization, enhancing energy storage capabilities and enabling the integration of renewable sources. [1]

Objective

Research activities in the field of Hydrogen Technologies at the TU Graz has led to the implementation of highly sophisticated R&D H_2-research infrastructure at several institutes. Besides H_2-(Co-) fired industrial scale gas burner (1.5 MW), hydrogen fueled Internal Combustion Engines for mobile applications, industrial and maritime applications of up to 3.5 MW, gas turbine combustion chambers, Fuel Cell Testing Infrastructure for Single Cell-, Stack- and System Testing with a nominal power output of up to 160 kW have been implemented. Furthermore R&D Infrastructure for Electrolysis Testing from cell to small scale system level is in operation. These industry-oriented applications at different institutions at TU Graz within the hydrogen field serve as the foundational framework for the establishment of new hydrogen R&D-infrastructure at the same site. Therefore, test capabilities with an electrolysis test field for system testing at industrial scale (MW-level) will be implemented. The named applications result in complex and volatile demands for hydrogen, providing potential for research to interconnect hydrogen consumers and producers at TU Graz. Existing infrastructure with different storage, compression, distribution and gas analysis capabilities serves as nucleus for an interconnected intelligent laboratory for industrial scale hydrogen testing.

Combination of R&D applications at the campus result in a complex and volatile demand for hydrogen. Different pressure levels, mass-flows and hydrogen quantities for various have to be met. Required testing pressure levels varying from 1 bar up to > 700 bar, mass flows from 0.1 kg/h up to 150 kg/h and testing durations from 1 hour up to 24/7 testing hours.

Optimization and design objective for a new interconnecting hydrogen infrastructure is to maximize hydrogen demand coverage by intelligent management of production, storage, distribution, consumption modules with a forecasting logistic-concept.

Method

To cover the volatile hydrogen demand of the R&D-infrastructure a statistical approach was defined to create typical hydrogen consumption profiles. Therefore, all demand-requirements were initially collected and their occurrence probabilities were defined. Based on the data gathered 42 consumption profiles were identified. The consumption profiles were randomly distributed over the course of a year using a MATLAB-based script resulting in 20 typical expected profiles for hydrogen demand. Therefore, boundary conditions, restrictions and limits had to be set to define the possible sequences of the 42

[1] HyCentA Research GmbH, office@hycenta.at, www.hycenta.at;
[2] Institute of Thermodynamics and Sustainable Propulsion Systems (ITNA)
[3] Institute of Thermal Engineering (IWT), https://www.tugraz.at/institute/iwt
[4] Large Engines Competence Center (LEC), www.lec.at
[5] Institute of Chemical Engineering and Environmental Technology (CEET), www.tugraz.at/institute/ceet

consumption profiles (e.g., maximal mass flow and pressure level, maximum operating hours, considering dependencies between consumption profiles, etc.). A hydrogen demand on low pressure level (< 80 bar) of 31,9 t/year, at medium pressure level (300 bar) of 13,7 t/year and at high pressure level (700 bar) of up to 4,7 t/a summing up to a total hydrogen demand of 50,3 t/year were defined. The results of the randomly distributed profiles were then implemented into a Simulink-based hydrogen infrastructure model that is able to adjust facility parameters, operation strategy, the storage management system, the hydrogen distribution and the logistic system (e.g., frequency of trailer delivery) related to the demand profiles while considering the techno-economic optimization of the hydrogen infrastructure. Therefore, a preliminary operating strategy for the model-based optimization process had to be defined for a fundamental hydrogen demand management. Priorities were set to maximize the coverage of hydrogen demand at a given infrastructure configuration. For the optimization process three implementation scenarios were predefined to take into account restrictions concerning space requirement, approval feasibility e.g., with respect to maximum stationary storage capacities (Seveso-Directive) especially to consider technical restrictions of commercially available systems and specifications of existing systems (e.g., compressor) at the TU Graz. Variations of technical configuration of the scenarios were done at low and medium stationary storage capacity and pressure.

Results

Under the predefined boundary conditions, a characteristically yearly consumption profile was created. The profile shows a maximum weekly hydrogen consumption of 1710 kg at low pressure level, 880 kg medium pressure level and 321 kg at high pressure level. Average hydrogen consumption was calculated at 613 kg/week at low pressure level, 265 kg/week at medium pressure level and 91 kg/week at high pressure level for the same consumption profile. 69 % of the hydrogen demand of the created profile was > 600 kg/week. The total consumption per year for this particular profile results in 50.4 t and in an average total hydrogen consumption of 2391 kg/week.

The results of the developed simulation tool for the demand coverage serve as the basis for the design of the hydrogen infrastructure, which, in turn, has been determined and optimized through simulation. It is crucial to highlight that the techno-economic configuration of the hydrogen infrastructure, while upholding approval feasibility, has been considered as well. Figure 1 shows the most relevant technical specifications of the optimized hydrogen infrastructure.

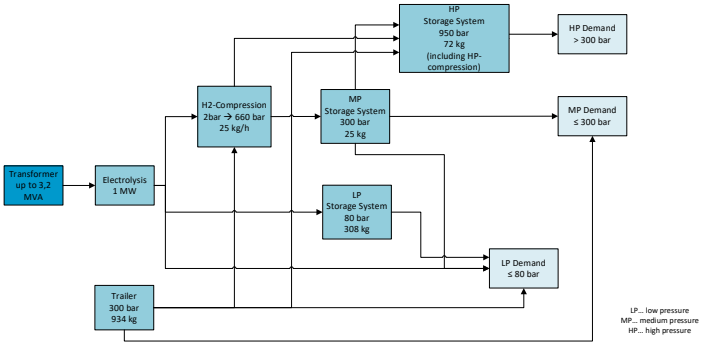


Figure 1: Scheme of the optimized hydrogen infrastructure model serving as basis for the real implementation

Conclusion and outlook

In conclusion, effectively navigating the challenges of volatile hydrogen demand within the unique context of TU-Graz underscores the viability and significance of intelligent solutions for the alignment of volatile on-site hydrogen production and hydrogen consumption. The presented Methods and Tools for infrastructure optimization are fundamental for designing decentralized small-scale to industrialized large scale hydrogen applications.

References

[1] Klell M, Eichlseder H, Trattner A. Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4th ed; 2018.

5.5.3. Determinanten für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur im treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem

Miriam FRÖMEL(*)[1], Benjamin LUX, Gerda DEAC

Inhalt

Der gleichzeitige Hochlauf von Wasserstoffnachfrage, -angebot, und verbindenden -infrastrukturen birgt zahlreiche Herausforderungen. Um einen Infrastrukturausbau für Wasserstoff langfristig robust zu gestalten, ist es wichtig, Determinanten und deren Einflüsse auf die benötigte Infrastruktur zu kennen. Modellgestützte Szenarioanalysen können bei der Identifikation dieser Determinanten unterstützen und politische Entscheidungen datengestützt vorbereiten

In dieser Arbeit werden unter Verwendung einer Kostenminimierung des Energieangebots szenarienbasiert die Einflüsse zweier Parameter auf die Wasserstoffinfrastruktur in einem klimaneutralen Ziel-Energiesystem analysiert. Die beiden untersuchten Beeinflussungsgrößen sind der innereuropäische Energieautarkiegrad sowie Offshore-Elektrolyseure. Es wird die folgende Fragestellung beantwortet: Wie wirkt sich eine Variation dieser Parameter auf (1) die benötigte Elektrolyseleistung, (2) die innerdeutschen Wasserstoffflüsse sowie (3) die optimal auszubauenden Wasserstoffspeicher in Deutschland aus?

Methodik

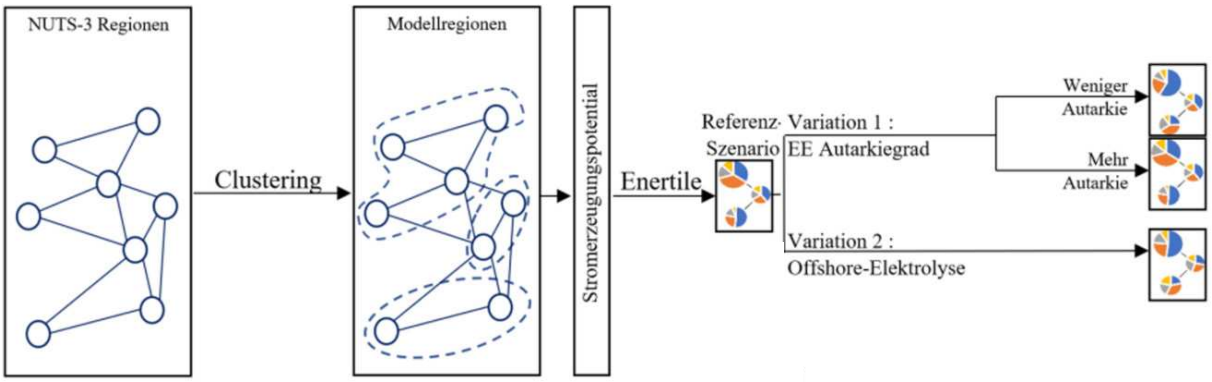


Abbildung 1: Zur Durchführung der Parametervariation wird zuerst ein Clustering-Algorithmus zur Regionalisierung Deutschlands implementiert und anschließend das Energiesystem-Modell Enertile zur szenarienbasierten Determinantenanalyse verwendet.

Clustering

Um die Auswirkungen der untersuchten Parameter (Energieautarkiegrad und Offshore-Elektrolyseure) auf die benötigten Infrastrukturelemente sowie innerdeutsche Wasserstoffflüsse hoch aufgelöst analysieren zu können, werden 401 NUTS-3 Regionen in Deutschland durch einen Clustering-Algorithmus zu 18 Modellregionen zusammengefasst (siehe Abbildung 1).

Energiesystemoptimierung mit Enertile

Anschließend wird eine angebotsseitige Energiesystemanalyse mit dem sektorgekoppelten Kostenoptimierungsmodell Enertile durchgeführt. Dieses modelliert die gleichzeitige Bereitstellung von Strom, Wärme und Wasserstoff in stündlicher Auflösung in Europa für das klimaneutrale Zieljahr. Im Zuge der Kostenoptimierung werden autonom Ausbauentscheidungen für die erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien getroffen, sodass die Nachfrage in allen Sektoren zu möglichst geringen Kosten gedeckt wird.

[1] Fraunhofer ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, miriam.froemel@isi.fraunhofer.de

Szenarioanalyse

Um Determinanten im Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu analysieren, werden vier Szenarien implementiert. Durch Vergleich der Ergebnisse mit dem sog. Referenz-Szenario wird der Einfluss der folgenden Parameter geprüft:

- Variation des Autarkiegrades durch unterschiedliche Mindestbedingungen für die Inlandsenergieproduktion
- Variation des Elektrolyseurstandortes zur Untersuchung der Elektrolyse auf See

Ergebnisse

Elektrolyse

Die Ergebnisse sagen aus, dass im Falle eines erhöhten Autarkiegrads der einzelnen europäischen Länder ein verstärkter Ausbau von Elektrolyseuren an der deutschen Nordseeküste kostenoptimal ist, wie in Abbildung 2 zu sehen. Deutschland bleibt in allen untersuchten Szenarien dennoch Wasserstoffimporteur.

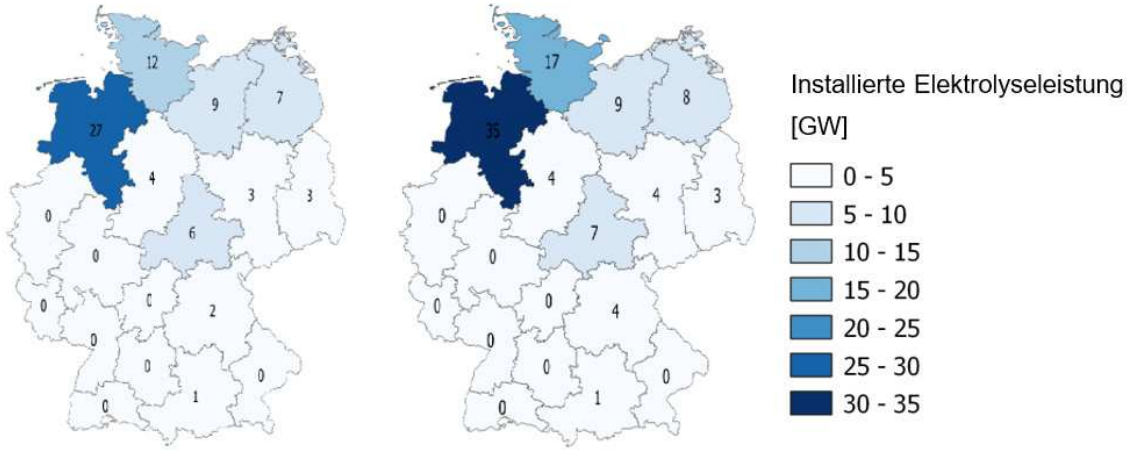


Abbildung 2: Optimale Positionierung der Elektrolyseure in Deutschland. Links: Referenz-Szenario, rechts: Autarkie-Szenario

Darüber hinaus sagen die Optimierungsergebnisse aus, dass eine Koproduktion von Strom und Wasserstoff auf See optimal ist.

Wasserstoffflüsse

Alle Szenarien liefern als Ergebnis eine ähnliche Netzstruktur, welche sich vor allem durch eine unterschiedliche Ausprägung der Wasserstoffflüsse unterscheidet. Die Optimierungsergebnisse zeigen einen Nord-Süd-Transport von Wasserstoff bis zur Mitte Deutschlands. Der Hauptfluss darunter mündet in einem Cluster um Düsseldorf, welches das Hauptnachfragecluster für Wasserstoff darstellt.

Wasserstoffspeicher

Die Ergebnisse zeigen, dass ein kostenoptimales, sektorgekoppeltes Energiesystem saisonale Wasserstoffspeicher benötigt. Das auszubauende Speichervolumen liegt je nach Szenario zwischen 37 TWh_{H2} und 63 TWh_{H2}.

5.5.4. Gesamtsystembetrachtung des NRL – Platzierung von neuen Betriebsmitteln und Elektrolyseuren

Sebastian WENDE-VON BERG[1], Mike VOGT[2], Kurt BRENDLINGER[3], Jakob KOPISKE[4]

Einleitung

Das Norddeutsche Reallabor (NRL [1]) ist ein innovatives Verbundprojekt, das neue Wege zur Klimaneutralität aufzeigt. Dazu werden Produktions- und Lebensbereiche mit besonders hohem Energieverbrauch schrittweise dekarbonisiert – insbesondere in der Industrie, aber auch in der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Hinter dem im April 2021 gestarteten Projekt steht eine wachsende Energiewende-Allianz mit mehr als 50 Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik.

Um das zukünftige Energiesystem 100% auf Erneuerbare Energien zu stützen werden Kopplung der Sektoren und lokale Verwendung der Energie entscheidende Schritte sein. Erzeugung und Verbrauch müssen optimal aufeinander abgestimmt sein und dazu werden Speichermedien unerlässlich. Das heißt, dass eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems notwendig ist, um den zukünftigen Betrieb der Strom- und Gasnetze zu evaluieren und zu bewerten. Hierzu werden im Projekt, auf Basis von zukünftigen Einspeise- und Verbrauchsszenarien, technologiescharf, Netzausbau- und betrieb sowie die Platzierung zukünftiger Betriebsmittel (Speicher, E-Mob, P2H2) untersucht, um optimale Umsetzungspfade zu bestimmen.

Vorgehen

1. Netzmodelle, Szenarien und Regionalisierung

In dem Projekt wird eine Modellregion in Norddeutschland betrachtet (Fokus Schleswig-Holstein und Hamburg). Hierzu wurden auf Basis öffentlicher Daten und Abstimmungen mit den dortigen Netzbetreibern sowie mit Vorarbeiten im Projekt NEW4.0 [2] Netzmodelle entwickelt. Weiterhin wurde ein Energiesystemszenario abgebildet, welches sich am aktuellen Netzentwicklungsplan Strom orientiert und die Zieljahre 2030, 2035, 2040 und 2045 beinhaltet. Mithilfe dieser Szenarien und der Aggregation von Erzeugungs- und Lastzeitreihen auf die Netzknoten der Modellregion, lassen sich nun auf Basis von Strom- und Gasnetzmodellen der Modellregion, regionalisierte Zeitreihen zur anschließenden Netzberechnung erzeugen. Die Netzberechnungen, Analysen und anschließenden Auswertungen werden mit der Open Source Software pandapower realisiert [3].

2. Statistischer Netzausbau

Die Vorgehensweise des “Statistischen Netzausbaus” ist, auf Basis von Zeitreihen, die Häufigkeit überlasteter Betriebsmittel in den Jahreszeitreihen zu identifizieren. Für diese werden unterschiedlich intensive Verstärkungsmaßnahmen ergriffen und deren Auswirkungen durch weitere Netzberechnungen überprüft. Im nächsten Schritt werden bestehende Überlastungen durch die Platzierung von zukünftigen, leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln wie z.B. Elektrolyseuren oder Großspeicher, weiter reduziert. Zuletzt werden die Kosten für jedes Modell abgeschätzt und für die “günstigsten” Modelle resultierender Redispatch berechnet. Somit ergeben sich Gesamtkosten für diese Realisierung des Netzausbaus und der Platzierung von Elektrolyseuren und weiteren Betriebsmitteln.

[1] Fraunhofer IEE, Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel, Deutschland, +49-561-7294-298, sebastian.wende-von.berg@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de
[2] Fraunhofer IEE, Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel, Deutschland, mike.vogt@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de
[3] Fraunhofer IEE, Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel, Deutschland, kurt.brendlinger@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de
[4] Fraunhofer IEE, Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel, Deutschland, jakob.kopiske@iee.fraunhofer.de, www.iee.fraunhofer.de

3. Stromnetzmodelle und Netzausbaubedarfe

Mithilfe der erzeugten Jahreszeitreihen wurden nun Jahressimulationen des Stromnetzes für die Stützjahre berechnet und diese auf Häufigkeit und Stärke der Betriebsmittelüberlastungen hin analysiert. Hieraus ließen sich für verschiedene Belastungsgrenzen (50% - 100% in 10% Schritten) der Betriebsmittel Verstärkungsmaßnahmen ableiten.

Erste Ergebnisse

Für die ersten vorläufigen Ergebnisse wurden die Zeitreihen der Szenarien 2030 und 2035 auf deren Häufigkeit einer Betriebsmittelüberlastung (>60%) ausgewertet. In den beiden Grafiken sind diese Häufigkeiten farblich dargestellt. Je nach Zubau von Erneuerbaren Energien und Hochfahren neuer Verbraucher (E-Mob, etc.) sind in den Szenario-Jahren unterschiedliche Ausbaubedarfe zu identifizieren. Eine Herausforderung wird es sein, den optimalen Weg für die Transformation des Stromnetzes zu finden und neben Netzausbau insbesondere leistungsflusssteuernde Betriebsmittel wie Elektrolyseure mit in die Planung einzubeziehen.

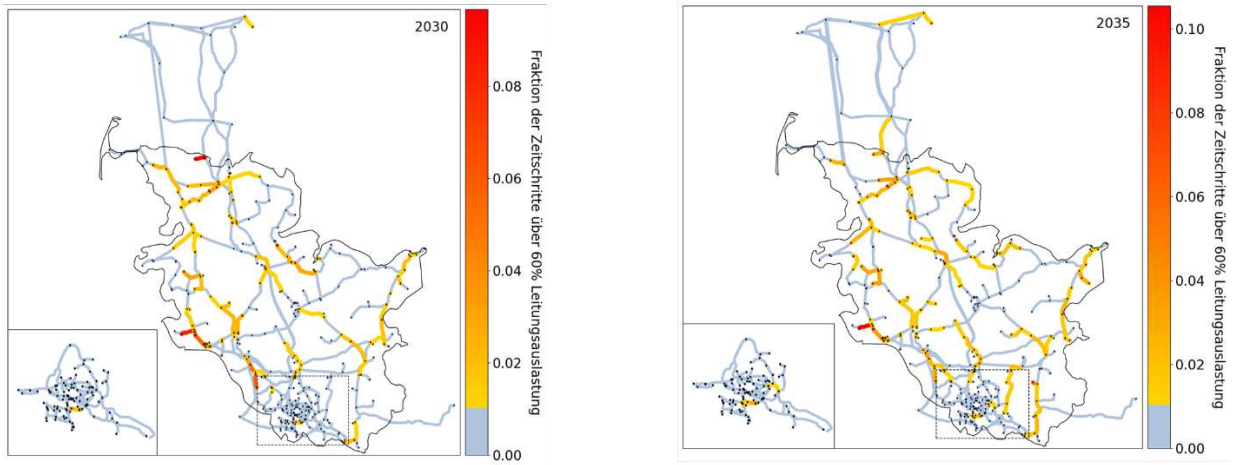


Abbildung 1: Häufigkeit der Auslastungen von Leitungen mit mehr als 60% Auslastung im Jahr.

Ausblick und nächste Schritte

In dem Vollbeitrag werden die Grundlagen der Szenarien sowie der Hochlauf der verschiedenen im Projekt betrachteten Technologien dargestellt. Die Methodik des statistischen Netzausbaus wird detaillierter Beschrieben und auch das Vorgehen für die Gesamtsystemoptimierung. Weiterhin wird die Generierung der einzelnen Stromnetzmodelle beschrieben und die darauf abgeleiteten Ausbaubedarfe für die Szenario-Jahre vorgestellt und diskutiert.

Förderhinweis

Die dargestellten Arbeiten wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Projekts „Norddeutsches Reallabor (NRL) TV2.1“ (FKZ: 03EWR007C2) gefördert.

Referenzen

[1] https://norddeutsches-reallabor.de/
[2] https://www.new4-0.de/ergebnisse/
[3] L. Thurner et al., "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.

5.6. ÖKONOMISCHE ASPEKTE WASSERSTOFF

5.6.1. Entwicklung eines globalen Marktmodells für Wasserstoff

Philipp ORTMANN[1], Stefan REUTER, Stefan STRÖMER

Motivation und Fragestellung

Wasserstoff wird einen essenziellen Bestandteil des zukünftigen Energiesystems darstellen. Derzeit liegen die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff deutlich über jenen von fossilen Alternativen [1]. Vor allem in Mitteleuropa sind die Erzeugungspotentiale für grünen Wasserstoff beschränkt, weshalb der Import in einem wachsenden Markt eine zunehmende Rolle spielen wird.

In vergangenen Arbeiten wurden die Erzeugungskosten an einzelnen Standorten ermittelt [2] [6] [7], gezielte Importrouten kalkuliert [2] [6], Transportkosten abgeschätzt [1] [2] [6], oder das Flächenpotenzial zur H2-Erzeugung beurteilt [2] . Die vorliegende Arbeit führt diese vorhandenen Fundamentaldaten in einem globalen Marktmodell zusammen, um eine kostenminimale Gleichgewichtslösung für den weltweiten Wasserstoffhandel zu finden.

Methodik und Daten

Erzeugungskosten & -kapazitäten

Durch Verschneidung der projektierten Wasserstofferzeugungsprojekte laut IEA-Datenbank [5] sowie Daten zu Erzeugungskosten und Flächenpotenzial [2] wird für jede Region der Welt eine Angebotskurve für die Erzeugung von grünem Wasserstoff konstruiert. Somit können den geplanten Erzeugungsprojekten spezifische Kosten zugewiesen werden, die die begrenzte Ressourcenverfügbarkeit berücksichtigen. Abbildung 1 gibt einen Überblick zu den weltweiten H2-Gestehungskosten.

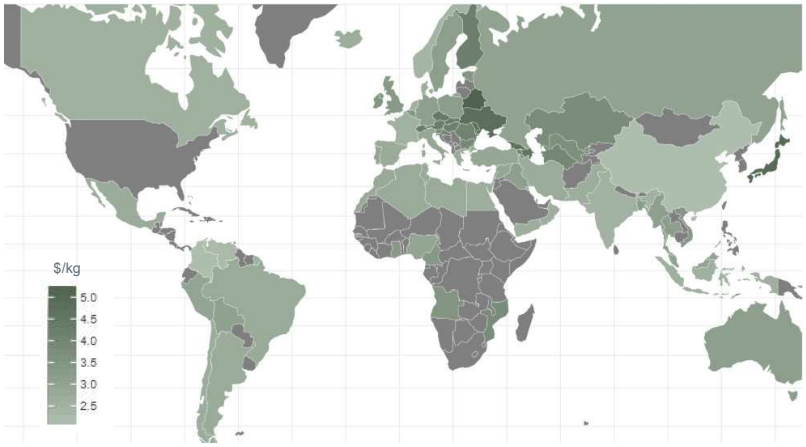


Abbildung 1: H2-Erzeugungskosten je Land für das günstigste Potenzial laut [2]

Wasserstoff-Nachfrage

Es existieren Schätzungen für die Nachfrage nach Wasserstoff von rund 115 Mt/a im Jahr 2030 [1]. Basierend auf Wirtschaftsindikatoren wird diese Nachfrage auf Regionen verteilt. Es ist zu erwarten, dass die Nachfrage im Jahr 2030 das Angebot an grünem Wasserstoff bei weitem übersteigt, weshalb ein großer Teil des Bedarfs aus fossilen Quellen gedeckt wird.

Transportkosten & -kapazitäten

Basierend auf [1] wurden lineare Kostenfunktionen in Abhängigkeit der Transportdistanz für den Transport via Schiff oder Pipeline angenommen. Annahmegemäß bestehen Schiffsverbindungen

[1] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 6 1210 Wien; philipp.ortmann@ait.ac.at

zwischen allen Küstenländern sowie Pipelineverbindungen zwischen allen Nachbarländern. Die Transportkapazitäten für Schiffsverbindungen wurden unlimitiert angesetzt, während Verbindungen via Pipeline in Europa laut European Hydrogen Backbone [8] festgelegt wurden. Für alle übrigen Nachbarländer wurde eine Transportkapazität, die einer kleinen Pipeline entspricht, angenommen.

Optimierungsframework

IESopt ist ein eigens entwickeltes gemischt-ganzzahliges lineares Energiesystem Optimierungsmodell, das arbiträre Energieträger und -flüsse mit vielfältigen Konversionstechnologien (wie H2-Elektrolyse, Pumpspeicher Kraftwerke, …) kombiniert. Das Framework ist in Julia implementiert und ermöglicht – durch die Nutzung von JuMP [3] starke Performancegewinne im Aufbau des Modells[1], direkte Verknüpfung mit komplexeren Algorithmen zur Betrachtung von stochastischen Unsicherheiten, sowie die Nutzung von Open Source Solvern (wie HiGHS [4]) oder kommerziellen Alternativen je nach Anwendungsfall. Ein Python Wrapper vereinfacht weiters die direkte Integration in übliche Modellierungs-Toolchains.

In der hier betrachteten Konfiguration ergeben sich nicht nur monatliche Kosten für Wasserstoff in jedem einzelnen Land, die als ‚fundamentale Gleichgewichtspreise' interpretiert werden können, sondern auch Handelsbilanzen und Transportflüsse, die einem globalen Optimum entsprechen, d.h. in jedem Land wird die Nachfrage möglichst kostengünstig gedeckt. Die Preise ergeben sich aus den marginalen Kosten (Duals), die zur Deckung der marginalen Nachfrage anfallen. Weiters können Schattenpreise für Transportkapazitäten bestimmt werden, die einer möglichen Investitionsbereitschaft entsprechen.

Ergebnisse

Ohne der Implementierung von geplanten EU-Vorgaben zur europäischen Eigenerzeugung wird ein überwiegender Teil der europäischen H2-Nachfrage durch Importe gedeckt. Daher pendeln sich Preise für Wasserstoff unter den Erzeugungskosten in Mitteleuropa auf etwa 3.5 $/kg ein, was den Erzeugungskosten in Export-Ländern plus Transportkostenaufschlag entspricht. Die Ergebnisse sind als Annäherung an ein ideales Marktresultat im Jahr 2030 sowie als Proof-of-concept eines globalen H2-Marktmodells zu verstehen, tatsächliche Preise in einem zukünftigen Markt können aufgrund von nationalen Zielen, Förderungen und Verzerrungen in der Nachfrage ggf. stark abweichen.

Fördergeberhinweis

Diese Arbeit ist Teil des Projekts H2REAL und wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie" gefördert, welches von der FFG abgewickelt wird.

Referenzen

[1] International Energy Agency. "Global Hydrogen Review", OECD, Paris, 2022.
[2] G. Brändle, M. Schönfisch and S. Schulte, "Estimating Long Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen", *Applied Energy*, vol. 302, ISSN 0306-2619, 2021.
[3] M. Lubin, O. Dowson, J.D. Garcia, et al. "JuMP 1.0: recent improvements to a modeling language for mathematical optimization", *Math. Prog. Comp*, vol. 15, pp. 581–589, 2023.
[4] Q Huangfu, J.A.J. Hall, "Parallelizing the dual revised simplex method", *Math. Prog. Comp*. vol. 10, pp. 119–142, 2018.
[5] International Energy Agency, Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database
[6] J. Kathan, J. Kapeller, S. Reuter, P. Ortmann, A. Rodgarkia-Dara, M. Reger, G. Brändle, C. Gatzen, „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff", *Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie*, 2022.
[7] PWC Green Hydrogen Cost Tool. Available: https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html#data-explorer-tool
[8] R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, and M. Overgaag, "European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision covering 28 countries", Guidehouse, 2022.

[1] Ein vereinfachtes Modell, das nur Wasserstoff als Energieträger berücksichtigt, besteht bereits aus knapp 20.000 Komponenten und rund 5,7 Mio. Variablen und 11,2 Mio. Nebenbedingungen für den Zeitraum 2025-2050.

5.6.2. Der Markthochlauf von Power-to-X in einem treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem

Gian MÜLLER(*)[1], Felix KULLMANN, Jochen LINSSEN, Detlef STOLTEN[2]

Motivation und zentrale Fragestellung

Power-to-X-Prozesse sind unerlässlich zur Erreichung der Treibhausgasneutralitätsziele durch ihre Rolle als Überbrückungsmöglichkeit bei Extremwetterbedingungen und als emissionsarme Plattformchemikalien und Treibstoffe im Industrie- und Transportsektor [1]. Daher kommt ihnen eine besondere Bedeutung in Energiesystemen zu und muss auch in der Energiesystemmodellierung entsprechend abgebildet werden. Dabei stehen Modellierer vor der Herausforderung, dass das Potenzial von Power-to-X-Technologien zwar sehr hoch ist, die Technologien jedoch meist einen geringen technologischen Reifegrad aufweisen [2]. Dementsprechend ist die Datenlage für technoökonomische Parameter für diese Technologien zur Integration in die Energiesystemmodellierung beschränkt. Dies erschwert eine geeignete Abbildung und Analyse der Bedeutung von Power-to-X-Technologien in treibhausgasneutralen Energiesystemen. Mithilfe einer geeigneten Datengrundlage sollen Power-to-X-Prozesse detailliert in die Energiesystemmodellierung eingebaut werden und der Markthochlauf dieser Technologien analysiert werden.

Methodischer Ansatz

Strukturierte Literaturrecherche

Um eine geeignete technoökonomische Datengrundlage für Power-to-X-Technologien zu erarbeiten, wurde eine strukturierte Literaturrecherche für Methan und Syngas (Power-to-Gas), Methanol und Synfuels (Power-to-Liquid) und Ethylen und Ameisensäure (Power-to-Chemicals) durchgeführt. Anhand von über 300 Publikationen wurden die technoökonomischen Daten verglichen. Darauf basierend wurden Werte für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 bestimmt, welche von Energiesystemmodellierern für diese Prozessgruppe verwendet werden können.

Modellierung des Markthochlaufes

Zur Modellierung des Markthochlaufes wurden die technoökonomischen Parameter aus der strukturierten Literaturrecherche in das nationale Energiesystem-Optimierungsmodell ETHOS.NESTOR für Deutschland implementiert [3]. Mithilfe einer Monte-Carlo-Simulation der technoökonomischen Parameter wurde die Wahrscheinlichkeitsdichte des Kapazitätsausbaus der Power-to-X-Technologien über den Transformationspfad von 2020 bis 2045 berechnet. Dazu wurde ein vereinfachtes Referenzenergiesystem mit detailliertem Power-to-X-Sektor verwendet, um die Berechnungslaufzeiten des Energiesystemmodells zu reduzieren.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Technoökonomische Parameter für Power-to-X-Technologien

Die Analyse der technoökonomischen Parameter hat über sämtliche Technologien gezeigt, dass in den kommenden Jahren bis 2050 erhebliche Kostenreduktion, sowie Effizienzsteigerungen der Prozesse zu erwarten sind. Eine sichtbare Korrelation zwischen dem technologischen Reifegrad und der zu erwartenden Minderung der Investitionskosten konnte beobachtet werden. Für die Investitionskosten pro Kilowatt sind zwischen 2020 und 2050 je nach Technologie Rückgänge zwischen 25-80% zu erwarten.

[1] Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH
[2] Lehrstuhl für Brennstoffzellen, RWTH Aachen University

Ebenfalls leitet sich die relative Datenverfügbarkeit auch von dem technologischen Reifegrad ab. Daher können technoökonomische Daten für Technologien mit geringem Reifegrad stark eingeschränkt sein und somit keine Rückschlüsse zu erwarteten technoökonomischen Parametern zulassen.

Markthochlauf der Power-to-X-Technologien

Vorläufige Ergebnisse der Analyse des Markthochlaufs deuten darauf hin, dass Power-to-X-Technologien ab dem Jahr 2030 eine zunehmend wichtige Rolle im deutschen Energiesystem einnehmen werden. Dies kann primär auf die Kombination aus strengeren Emissionslimitierungen und bedeutender Kostendegressionen für Power-to-X-Technologien zurückgeführt werden. Zudem zeigt sich, dass Wasserstoff-Elektrolyseure den Hauptanteil der installierten Kapazitäten darstellen. Dies kann einerseits durch die direkte Verwendung von Wasserstoff in diversen Sektoren begründet werden und andererseits durch die Kopplung des Ausbaus vieler Power-to-X-Technologien an die Wasserstoff-Elektrolyse, da Wasserstoff innerhalb der Prozesskette gebraucht wird.

Referenzen

[1] Berger, H. Bluhm, U. Ehrenstein, K. Heinbach, E. Dunkelberg, und B. Hirschl, „Systematik im Power-to-X-Ansatz – Identifikation, Charakterisierung und Clusterung der Power-to-X-Technologien“, *Z Energiewirtsch*, Bd. 44, Nr. 3, S. 177–193, Sep. 2020, doi: 10.1007/s12398-020-00281-x.

[2] S. M. Jarvis und S. Samsatli, „Technologies and infrastructures underpinning future CO2 value chains: A comprehensive review and comparative analysis“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 85, S. 46–68, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.01.007.

[3] F. Kullmann, P. Markewitz, L. Kotzur, und D. Stolten, „The value of recycling for low-carbon energy systems – A case study of Germany’s energy transition”, *Energy*, Bd. 256, S. 134660, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124660.

5.6.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der H_2-Energieversorgung in der Industrie

Felix SCHNELL(*)[1], Yvonne EBOUMBOU EBONGUE, Alexander EMDE, Alexander SAUER[2]

Motivation

Zur Erreichung der Klimaziele müssen die globalen CO_2-Emissionen signifikant reduziert werden [1]. Hierfür wird Wasserstoff (H_2) von Wissenschaft, Industrie und Politik als ein wichtiger Energieträger angesehen [2]. Indem Wasserstoff emissionsfrei durch die Elektrolyse von Wasser mithilfe erneuerbarer Energiequellen hergestellt wird, ist die langfristige Nachhaltigkeit dieser Technologie gewährleistet [3, 4]. Darauf aufbauend wird in diesem Beitrag untersucht, inwiefern H_2-integrierte Energieversorgungssysteme gegenüber konventionellen Energieversorgungssystemen in der Industrie wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind.

Methode

Zur Bewertung der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit von dezentralen H_2-Energieversorgungstechnologien werden insgesamt drei H_2-integrierte Energieversorgungsszenarien beispielhaft für ein süddeutsches Industrieunternehmen entwickelt. Als Vergleichsmaßstab dient ein Referenzenergieversorgungsszenario, das konventionelle Energieversorgungstechnologien verwendet (vgl. Abbildung 1). Im Referenzszenario werden ein Erdgasbrenner mit Erdgas vom öffentlichen Erdgasnetz, eine Kompressionskältemaschine und Strom vom öffentlichen Netz zur Deckung des Wärme-, Kälte- und Strombedarfs des Unternehmens verwendet. Im ersten H_2-integrierten Energieversorgungsszenario wird neben der Kompressionskältemaschine und dem öffentlichen Stromnetz ein H_2-Brenner sowie eine PEM-Brennstoffzelle mit H_2 vom öffentlichen Netz zur Deckung der Bedarfe eingesetzt. Im zweiten Szenario wird der H_2 in einem PEM-Elektrolyseur dezentral produziert. Im dritten H_2-integrierten Szenario wird die thermische Energie ausschließlich durch die Abwärme der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs bereitgestellt. Zur Synchronisation von Verbrauch und Erzeugung wird ein thermischer Energiespeicher eingesetzt.

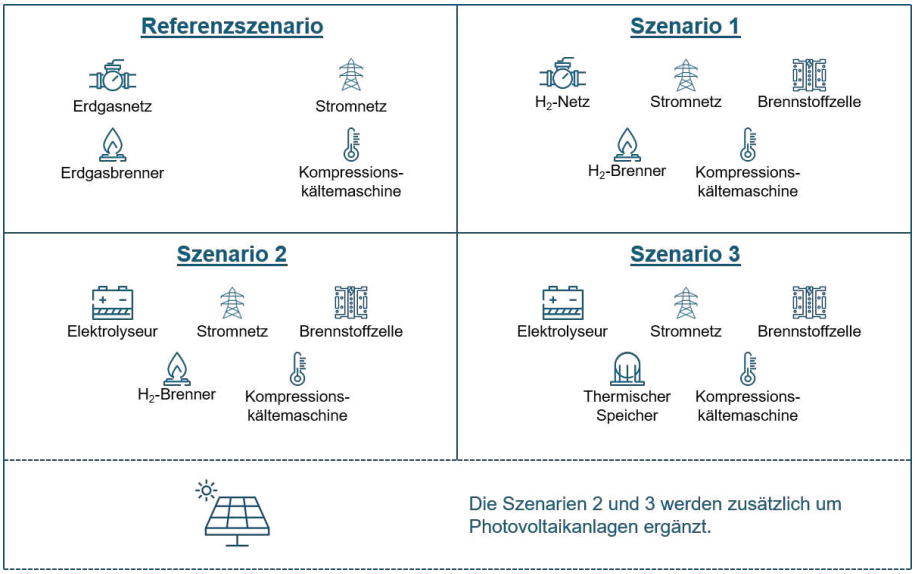


Abbildung 1: Übersicht der untersuchten Energieversorgungsszenarien

[1] Institut für Energieeffizienz in der Produktion EEP, Universität Stuttgart, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, Telefonnr. +49 (0)711 970 3893, felix.schnell@eep.uni-stuttgart.de, https://www.eep.uni-stuttgart.de

[2] Fraunhofer Institut für Produktion und Automatisierung IPA, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, https://www.ipa.fraunhofer.de/de/Kompetenzen/effizienzsysteme.html

Ergebnisse

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung der vorgestellten Energieversorgungsszenarien sind in Abbildung 2 dargestellt. Auffällig ist, dass die Investitionen aller H_2-integrierten Energieversorgungszenarien höher als beim Referenzszenario sind. Neben den Investitionen sind die jährlichen laufenden Kosten bezogen auf die Investition innerhalb des Referenzszenarios in Abbildung 2 abgebildet. In Abhängigkeit der Szenarien setzen sich die laufenden Kosten aus Stromkosten, Brennstoffkosten (Erdgas- oder H_2-Kosten), Betriebskosten (Aufwand für Instandsetzung, Wartung und Inspektion) sowie Wasserkosten zum Betrieb der Elektrolyseure zusammen. Die jährlichen laufenden Kosten der H_2-integrierten Energieversorgungsszenarien liegen schon heute beim Zukauf von grauem oder blauem H_2 in Szenario 1 unter den jährlichen laufenden Kosten innerhalb des Referenzszenarios. Dadurch können sich diese beiden H_2-integrierten Energieversorgungsszenarien gegenüber dem Referenzszenario amortisieren. Zudem wird gezeigt, dass sich die Energieversorgungsszenarien mit H_2-Eigenproduktion (Szenarien 2 und 3) aufgrund der hohen Investitionen der H_2-Energieversorgungstechnologien sowie der hohen Betriebskosten der H_2-Energieversorgungstechnologien selbst mit der betrachteten PV-Anlage nicht gegenüber dem Referenzszenario amortisieren können. Dennoch, auch wenn die hier betrachtete PV-Anlage nicht ausreicht, um die Stromkosten so stark zu senken, dass die wirtschaftliche H_2-Eigenproduktion ermöglicht werden kann, zeigt die Integration, dass durch entsprechend größer ausgelegte dezentrale erneuerbare Energieversorgungstechnologien Amortisationen möglich sind. Für den wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs ohne dezentrale erneuerbare Energieversorgungstechnologien muss der aktuelle deutsche Strompreis um rund 17 % sinken

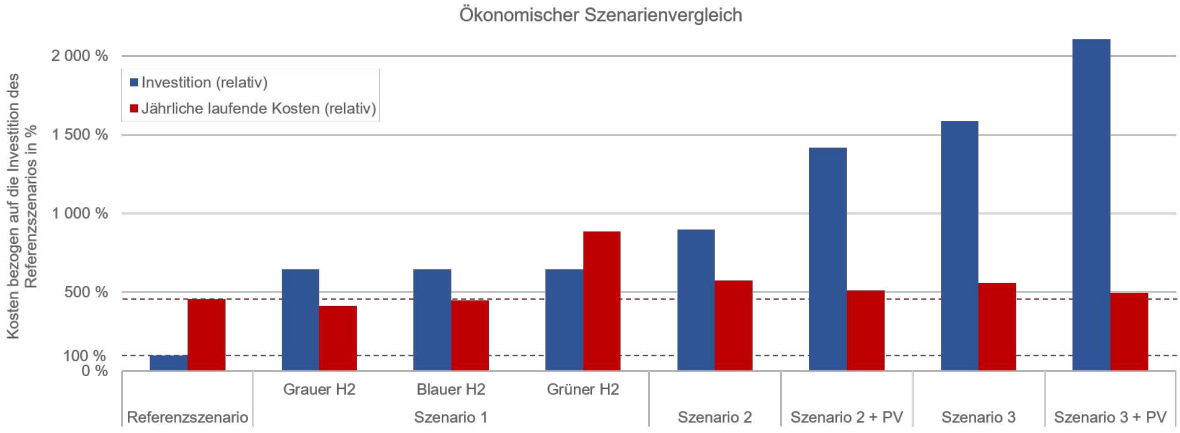


Abbildung 2: Darstellung der relativen Investitionen und der relativen jährlichen laufenden Kosten in Abhängigkeit von den bewerteten Energieversorgungsszenarien

Referenzen

[1] Umweltbundesamt, *Europäische Energie- und Klimaziele.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europaeische-energie-klimaziele#zielvereinbarungen (Zugriff am: 17. Oktober 2023).

[2] N. Gerhardt, J. Bard, R. Schmitz, M. Pfennig und T. Kneiske, *Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme: Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem mit dem besonderen Fokus auf die Gebäudewärmeversorgung.* Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf.

[3] J. Leiblein *et al.*, „Deliverable D1.1: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H2“ in *Roadmap Gas 2050*, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., Bonn, 2022.

[4] Deutscher Bundestag, *Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff: Dokumentation.* Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf. Zugriff am: 27. Juni 2023.

5.6.4. a comparison of economic benefits of hydrogen production in dc based wind farms

Robert ANNUTH(*)[1], Christian BECKER

Abstract

This paper presents an innovative concept for offshore hydrogen production using a wind farm with a direct current (DC) collector grid. Wind farm operators can sell their electricity on the spot market or receive a fixed feed-in compensation, depending on local regulations [1]. With an electrolyzer, there is also the potential to produce and sell hydrogen. Based on actual wind data, an optimized strategy is presented to maximize the financial benefits of incorporating an electrolyzer into the DC wind farm. The strategy for offshore DC wind farm operation is evaluation for effectiveness under different electricity and hydrogen price scenarios.

Introduction

The urgent transition from fossil resources to renewables in the electricity, transport, gas, and heat sectors is a pressing challenge that requires innovative solutions. Although wind and solar energy, through wind farms and photovoltaic (PV) parks, offer a viable path for the electricity sector, a long-term strategy must also consider the other sectors. A promising solution is the electrification of these sectors, but it's not feasible to electrify all applications, making hydrogen a viable alternative for certain purposes. As a result, the synergy between energy production and electrolysis plays a crucial role. But recent studies often use wind data with daily resolution or perform general optimizations. Advantages of DC grids are not considered at all. [2,3]

Methodology

A wind farm with 12 wind turbines of 5 MW each is simulated in an offshore DC setting, combined with a 20 MW electrolyzer. Real weather data with a resolution of 10 minute is used to simulate the produced electricity and forecast data is used to participate in the day-ahead and intraday energy market following a simple strategy. A fixed feed-in tariff is also considered as an alternative. Based on different price scenarios for energy and hydrogen, several simulations are presented to derive an operation strategy for the DC wind farm.

The proposed DC collector system offers significant advantages over AC systems, such as the elimination of reactive power and skin effect, resulting in reduced cable diameter, copper usage, and increased resilience. Additionally, the use of a two-conductor DC setup, as opposed to a three-conductor AC system, provides significant cost savings for materials. DC-DC converters, which operate at higher frequencies than typical AC transformers, contribute to a significant reduction in size and weight, a critical consideration for offshore platforms.

Results

This study highlights the advantages of DC grid technology and shows the economic feasibility of offshore hydrogen production. The comparison of different market strategies enables wind farm owners to increase their revenues, and the results are also put into the context of AC collector grids.

[1] Institute of Electrical Power and Energy - Technology Hamburg University of Technology, Harburger Schloßstraße 36 - 21079 Hamburg – Germany, +49 40 42878 3213, {robert.annuth, c.becker}@tuhh.de, https://www.tuhh.de/ieet/startseite

References

[1] F. Peng *u. a.*, „Review on bidding strategies for renewable energy power producers participating in electricity spot markets“, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Bd. 58, S. 103329, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.seta.2023.103329.

[2] G. Calado und R. Castro, „Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives“, *Applied Sciences*, Bd. 11, Nr. 12, Art. Nr. 12, Jan. 2021, doi: 10.3390/app11125561.

[3] M. Scolaro und N. Kittner, „Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 47, Nr. 10, S. 6478–6493, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.12.062.

5.6.5. Global dynamics of critical raw material markets and Europe's 2030 hydrogen target: a game theoretic model

Sebastian ZWICKL-BERNHARD(*)[1], Marzia SESINI[2], Max MÜNCHMEYER, Benjamin F. HOBBS[3]

Motivation and background

In Europe and globally, energy systems are being transformed towards full decarbonization and green technologies. This transformation involves not only integrating renewable energy sources (RES) into power systems but also a fundamental shift from fossil fuels to RES in the provision of energy services in the heating, transport, industrial, and other sectors. As we gain a better understanding of how the decarbonization of energy systems could look in concrete terms (e.g., electrification through heat pumps in the heating sector or green hydrogen use in the industrial sector), it is also becoming clear that the demand for critical raw materials will increase tremendously.

The importance of how and where critical raw materials are sourced has already been recognized in Europe. The European Commission recently published the *Critical Raw Materials Act* (CRMA) [1]. Essentially, the report is one of the first comprehensive reports to shed light on how Europe can meet its critical raw material needs as it decarbonizes its energy system. In particular, the report highlights the fact that for selected critical raw materials, such as cobalt, Europe is and is likely to remain highly dependent on a few exporting countries that hold significant shares (some almost 100%) of the global reserves of these materials. Consequently, the report suggests, among others, two measures to reduce import dependency and to ensure the security of supply for Europe:

- Diversification of exporters, with the aim of no single exporter accounting for more than 65% of annual European demand
- Strategic stockpiling to make the demand curve more flexible and strengthen its position on the global market (even as a major consumer without significant domestic supply)

Dealing with Europe's ability to secure an adequate supply of critical raw materials (in terms of both supply quantities and prices) is of paramount importance, especially with regard to the foundation they provide for the necessary deployment of RES to achieve decarbonized energy systems. The issue takes on added importance due to security of supply concerns and significant tensions within European energy markets today, largely due to heavy import dependence on fossil fuels from individual exporters [2].

Core objective

The aim is to take the next obvious step in building on the CRMA and to study the global dynamics of the critical raw material markets. In particular, this conference paper presents a newly developed mathematical model that allows to consider the market equilibrium of critical raw materials under the strategic behavior of different market participants. In addition, the measures of the CRMA (such as diversification of exporters and strategic stockpiling) are taken into account for the equilibrium of the European market. We take a comprehensive look at the markets for platinum, iridium and scandium. Each of the three materials is characterized by a key role in Europe's 2030 hydrogen target (production of 10 million tons and import of 10 million tons by 2030). By applying our model to these three markets, we provide a mathematical tool to describe the interactions between global markets for critical raw materials and defined decarbonization targets. More specifically, our analyses provide insights into the vulnerability of the European and global market to the exercise of market power, and how market power

[1] Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Austria
[2] Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, Via dei Roccettini 9, I-50014 San Domenico di Fiesole, Italy
[3] Department of Environmental Health & Engineering, The Johns Hopkins University, Ames Hall 313, 3400 North Charles Street, Baltimore, MD 21218, USA

can be mitigated through means such as limiting market share, creating strategic reserves, and developing substitutes and alternative supply chains.

Methodology

A deterministic bi-level optimization problem is proposed to answer the research questions. The lower-level problem considers the behavior of competitive fringe supply, in which a fixed demand is met by minimizing supply cost by the fringe suppliers, given the upper-level decisions by the major exporter. The leader maximizes its profit and can exercise market power. The main links between the lower-level problem and the upper-level problem are the export price and quantity offered by the major exporter to the market clearing and, in the other direction, the cleared quantity and price (i.e., decision variables from the lower-level, whose dependence on the upper-level variables is recognized by the leader).

Lower-level problem: market clearing at minimized total cost

$$\min_{x} GenerationCostExporter + MaintenanceCostFringeExporter + StockpilingCostEurope$$

$$x = [ExportQuantity, ExportCapacity, MarketArbitrage, StockEurope, \dots]$$

$GenerationCostExporter \dots Minimize\ the\ total\ cost\ satisfying\ the\ demand\ of\ the\ European\ and\ global\ market$

$MaintenanceCostFringeExporter \dots Maintenance\ cost\ of\ the\ fringe\ exporters\ for\ available\ export\ capacity$

$StockpilingCostEurope \dots Stockpiling\ cost\ for\ the\ European\ market$

$MarketArbitrage \dots Arbitrage\ between\ the\ European\ and\ the\ global\ market\ (i.e., no\ price\ discrimination)$

$StockEurope \dots Quantity\ of\ stockpiling\ for\ the\ European\ market$

Upper-level problem: profit maximization of the major exporter

$$\max_{y} \widetilde{ExportQuantity} * MarketClearingPrice$$

$$y = [\widetilde{MarginalExportCost}, \widetilde{ExportQuantity}]$$

$\widetilde{ExportQuantity} \dots Export\ (or\ supply)\ quantity\ of\ the\ major\ exporter\ for\ the\ European\ and\ global\ market$

$MarketClearingPrice \dots Market\ Clearing\ price\ (result\ of\ the\ optimal\ descision\ of the\ lower-level\ problem)$

$\widetilde{MarginalExportCost} \dots Marginal\ export\ (or\ supply)\ cost\ of\ the\ major\ exporter$

References

[1] European Commission, “Critical Raw Materials: ensuring secure and sustainable supply chains for EU's green and digital future.”, 2023, online available under: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661.

[2] M. Hafner, and S. Tagliapietra, “The Geopolitics of the Global Energy Transition.”, Springer Nature, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-39066-2.

6 FLEXIBILISIERUNG UND ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

6.1. DEZENTRALE FLEXIBILITÄT

6.1.1. Quantifizierung von Geschäftsmodellen für dezentrale Energieflexibilität

Camilla NEUMANN(*)[1], Andreas TUERK[2], Matej PEČJAK[3]

Inhalt

Der zunehmende Anteil dezentraler erneuerbarer Energiequellen im Energienetz ist ein Schlüssel für die Dekarbonisierung des europäischen Elektrizitätssystems und damit für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der EU-Ziele der Energie- und Klimapolitik. Die Variabilität und Ungewissheit dieser dezentralen Quellen stellen erhebliche Herausforderungen für die Stabilität und Sicherheit der europäischen, nationalen und lokalen Netze dar. Gleichzeitig eröffnen sie neue Möglichkeiten für die Energiewertschöpfungskette, in der Batterien, Power-to-Heat/Cold, Vehicle-to-Grid und andere Speicherlösungen, ein großes Flexibilitätspotenzial für das Netz bieten. Als Teil der Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird hervorgehoben, dass alle Kundegruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben sollen und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können [41]. Bislang gibt es noch wenige quantitative Daten zu möglichen Erlösströmen. Das Paper soll daher aus Basis von drei Fallbeispielen in verschiedenen Ländern und unterschiedlichen technologischen set-ups einen Einblick der quantitativen ökonomischen Anreize von Energieflexibilität für verschiedene Kundengruppen und Anwendungsfälle geben.

Methodik

Es werden verschiedene Fallbeispiele diskutiert, welche sowohl eine interne Optimierung wie etwa einem höheren Eigenverbrauch oder der Reduktion der Stromkosten als auch eine externe Valorisierung auf existierenden Strommärkten sowie potentiellen zukünftigen lokalen Flexibilitätsmärkten berücksichtigen. Datenbasis hierfür ist das H2020 Projekt X-FLEX, wobei mit Hilfe der nationalen Partner (Aggregatoren, Netzbetreiber) realistische Annahmen zur zukünftigen Häufigkeit der Aktiveirunen in den jeweiligen Märkten gemacht wurde. Es werden 3 verschiedenen technologische Setups in 2 EU-Ländern untersucht (Tabelle 1):

Name	Land	Technologien	Valorisierung	Kosten
Albena	Bulgarien	27 kWp PV 200 kWh Batterie 1 MW Biogasanalage Flexible Boiler	Eigenverbrauchsoptimierung Strompreisreduktion Erlöse von mFRR	Investitionskosten der Technologien Umstellungskosten für smarte Steuerung Betriebs und Wartungskosten Lizenzkosten
Luče	Slowenien	333 kWh Batterie	Erlöse von aFRR Erlöse eines lokalen Flexibilitätsmarkt	
Ravne na Koroškem	Slowenien	6 MW Boiler	Erlöse von mFRR	

Tabelle 1 – Übersicht Fallbeispiele

Für diese Fallbeispiele wird eine Kosten-Nutzen-Rechnung aufgestellt und der interne Zinsfuß sowie der Nettobarwert berechnet.

$$NBW = \frac{R_t}{(1+i)^t} \qquad 0 = NBW = \sum_{t=0}^{T} \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

[1] Camilla Neumann, Joanneum Research, Waagner-Biro Straße 100, 8020, Graz, +43 316 876-7657, camilla.neumann@joanneum.at
[2] Andreas Tuerk, Joanneum Research, Waagner-Biro Straße 100 8020 Graz, +43 316 876-7650, andreas.tuerk@joanneum.at
[3] Matej Pečjak, Laboratory of Energy Policy, University of Ljubljana, Tržaška cesta 25 1000 Ljubljana, Slovenia, https://lest.fe.uni-lj.si/staff/matej-pecjak-mag-el

NBW = Nettobarwert, R_t = net cash flow zur Zeit t, i= Abzinsungssatz, t = Zeitpunkt des cash flow, T= Anzahl

Ergebnisse

Tabelle 2 zeigt einen Ausschnitt der Wirtschaftlichkeit verschiedener Flexibilitätsservices für unterschiedliche Szenarien für Albena. Es zeigt sich, dass es für alle bis auf ein Szenario ökonomisch gesehen Sinn macht, Flexibilitäten am mFRR Markt anzubieten. Allein die Installation einer Batterie nur für die Vermarktung von Flexibilitäten führt zu einem negativen Nettobarwert (NBW). Ein weiterer Erlösstrom ist die interne Optimierung vorhandenen Flexibilitäten. Das inkludiert auf der einen Seite der Boiler anhand der Day-Ahead Marktpreise zu steuern und auf der anderen Seite die Abriegelung der Photovoltaik (PV) Anlage zu minimieren, da eine Einspeisung in das Netz nicht zugelassen ist. Die Ergebnisse zeigen auch hier die Wirtschaftlichkeit, besonders in Fällen wo nur die Nachrüstungskosten getragen werden müssen.

Szenarien	Einnahmen	Technologie	Kosten	NBW [€]	Interner Zinsfuß
S1 – externe Optimierung	Kapazität und Energie	Biogasanlage, Batterie, Boilers	Aufrüstungskosten	986,638 - 465,946	50% - 38%
S2 - externe Optimierung	Kapazität und Energie	Batterie, Boilers (Investitionskosten)	Investitionskosten	392,011- - 104,002	19% - <0%
S3 – DAM Optimierung	Stromkostenersparnis	Boiler	Aufrüstungskosten	60,211	99%
S4 – DAM Optimierung	Stromkostenersparnis	Boiler	Investitionskosten	10,211	8%
S5 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchs-optimierung	Boiler, Batterie	Aufrüstungskosten	295,971	136%
S6 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchs-optimierung	Boiler, Batterie	Aufrüstungskosten	111,256	12%

Tabelle 2 – Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Albena

Für Luče wurde die Wirtschaftlichkeit von Flexibilität aus einer Gemeinschaftsbatterie auf dem aFRR Markt sowie auf einem zukünftigen lokalen Flexibilitätsmarkt analysiert. Die Investitionskosten der Batterie wurden mit 400€/kWh bzw. 1200 €/kWh abhängig vom Szenario gerechnet. Die Erlösströme auf einem lokalen Markt werden erwartungsgemäß etwas unter des aFRR Marktes liegen. Es zeigt sich aber auch in diesem Fall, dass selbst für die höheren Investitionskosten Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Szenarien	Batteriekosten	NPV [€]	IRR
S1 – aFRR: niedrige Investitionskosten	400€/kWh	453,039	56%
S2 – aFRR: hohe Investitionskosten	1,200€/kWh	168,354	13%
S3 – lokaler Flexibilitätsmarkt: niedrige Kosten	400€/kWh	349,514	46%
S4 - lokaler Flexibilitätsmarkt: hohe Kosten	1,200€/kWh	41,973	7%

Tabelle 3 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Luče

In der zweiten slowenischen Demo, Ravne na Koroškem, wird die Flexibilität eines Elektroboilers auf dem mFRR Markt angeboten. Obwohl hierfür hohe Investitionskosten fällig sind ist der Nettobarwert auf Grund hoher Einnahmen positiv. Es wird von einer Aktivierung der Flexibilitäten von 16h pro Jahr ausgegangen, sollten die Aktivierungen steigen könnte die Vermarktung der Wärme das Geschäftsmodell weiter verbessern.

	NBW	Interner Zinsfuß
mFRR Erlöse	1,694,584	19%
mFRR Erlöse + Vermarktung von Wärme	1,804,742	20%

Tabelle 4 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Ravne na Koroškem

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl eine interne als auch eine externe Optimierung der Flexibilitäten wirtschaftlich ist, gerade wenn nur die Kosten für die Aufrüstung und keine Investitionskosten zu tragen sind.

Referenzen

[1] Europäische Union, „RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU,“ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944, 2019

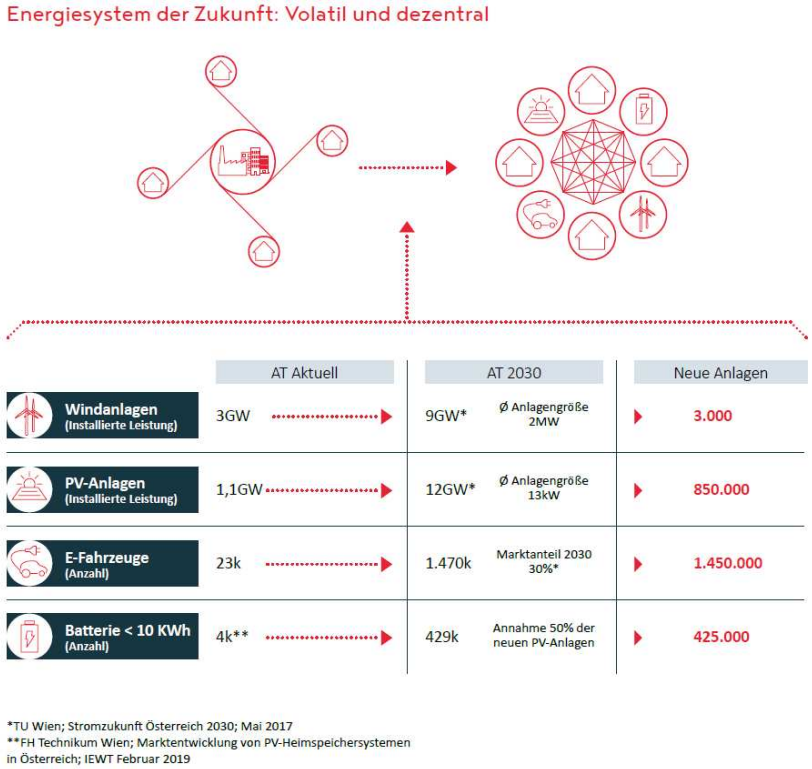
6.1.2. Stromausgleich Österreich: Plattform Flexibilisierung – Nutzung dezentraler Flexibilitäten im Strommarkt

Markus RIEGLER[1,2], Lukas OBERNOSTERER, Stefan HÜBL

Ausgangssituation und Fragestellung

Bis spätestens 2030 soll der Stromverbrauch in Österreich zu 100 Prozent durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden [1, 2]. Ein Großteil dieser erneuerbaren Energien wird kleinteilig und dezentral, vor allem auf unteren Spannungsebenen, verteilt sein. Diese Energiequellen unterliegen starken Schwankungen, sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal, was zu einer steigenden Volatilität im Netz führt. Diese Herausforderungen durch Volatilität und geographische Verteilung der Erzeugung im Energiesystem erfordern Maßnahmen zum Erhalt des sicheren und effizienten Netzbetriebs auf allen Netzebenen. Die Sicherheit kann unter anderem durch eine erhöhte Flexibilisierung und Koordinierung der lokalen Ressourcen unterstützt werden.

Nach dem Clean Energy Package der EU soll Flexibilität künftig auf Basis marktbasierter Beschaffungsprozesse eingesetzt werden. Zusätzlich soll es allen Netznutzern möglich sein aktiv und niederschwellig an Elektrizitätsmärkten teilzunehmen. Diesen Beschaffungsprozess für Abnehmer bzw. den Marktzugang für kleinteiligere Prosumer möchte die APG im Zuge der Projektumsetzung *Stromausgleich Österreich: Plattform Flexibilisierung* ermöglichen.



Projektziel

Das Projekt Stromausgleich Österreich hat zum Ziel eine neue digitale Kommunikationsplattform zu entwickeln, welche eine niederschwellige Teilnahme von, vor allem kleinteiligen, flexiblen Assets in verschiedenen bestehenden Märkten ermöglicht und somit die oben genannten Anforderungen erfüllt. Dies wird vor allem durch die Standardisierung der Schnittstellen sowie Vereinfachung der Prozesse gewährleistet.

[1] Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien
[2] markus.riegler@apg.at

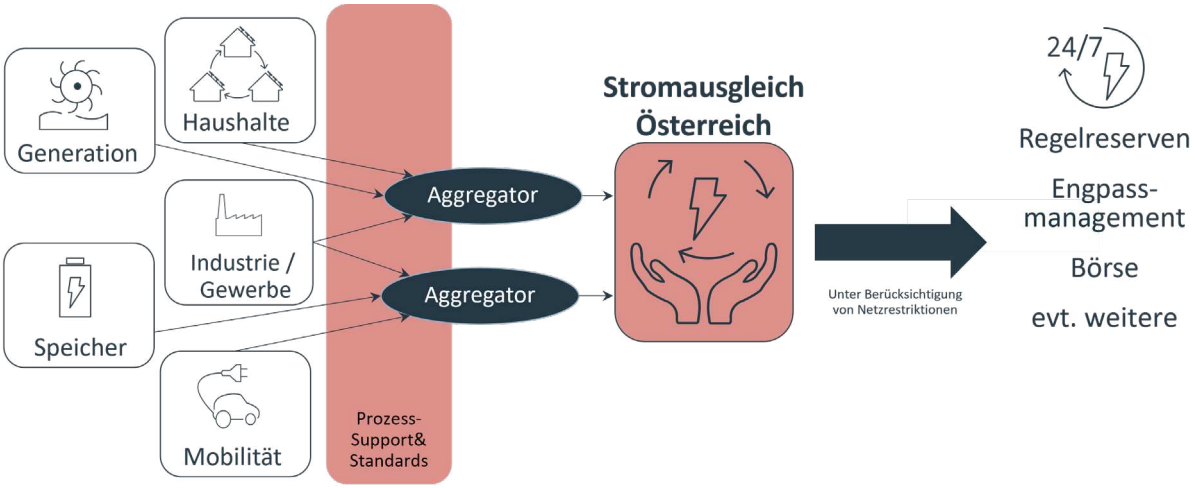
Die Plattform soll darüber hinaus ermöglichen, Beschaffungsprozesse hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzsituation effizient und transparent zu koordinieren. Dafür ist ein effektives Zusammenwirken der Verteilernetzbetreiber (VNB) und dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Österreich Voraussetzung. Dieses Zusammenwirken wird in separaten Projekten konzipiert.

Methodische Vorgehensweise

Für die Umsetzung der Kommunikationsplattform im Rahmen von Stromausgleich Österreich ist APG gemeinsam mit TenneT (DE & NL), Swissgrid (CH) und Terna (IT) dem Konsortium EQUIGY als Gründungsmitglied beigetreten.

Als erster Umsetzungsschritt wurde im Minimal Viable Product (MVP) – eine Minimalversion – der sogenannten Crowd Balancing Platform (CBP) von EQUIGY etabliert und die Anbindung von Aggregatoren mit flexiblen Assets an den Sekundärregelenergiemarkt über diese umgesetzt. In dieser Phase wird vorrangig mit Projektpartnern der Betrieb der Plattform erprobt.

In weiteren Projektschritten wird die MVP-Umsetzung dem ganzen Markt geöffnet, anschließend weitere Märkte erschlossen und zusätzliche Services zur Senkung der Teilnahmehürden umgesetzt. Für die Erweiterungen wird sich dabei in Arbeitsgruppen mit der österreichischen Energiebranche abgestimmt.



Die Abstimmung und eine zukunftsträchtige Governance-Lösung ist, wie oben bereits erwähnt, vor allem zwischen ÜNB und VNB entscheidend, da die kleinteiligen flexiblen Anlagen vorrangig im Verteilernetz angeschlossen sind. Bei jeglichen Aktivierungen von Flexibilität, die aus der Plattformnutzung entstehen, gilt es die physikalischen Netzrestriktionen in den Verteilernetzen zu berücksichtigen, um dort die Systemstabilität nicht zu beinträchtigen.

Fazit

Im Rahmen des MVPs wird die Annahme bestätigt, dass sich mit den neu geschaffenen Kommunikationswegen über eine webbasierte Plattform der Implementierungsaufwand der notwendigen technischen Schnittstellen, zur Übertragung von Geboten sowie Aktivierungs- und Messsignalen, für Anbieter erheblich reduziert. Dementsprechend werden weitere Produkterweiterungen, sowie zusätzliche Services auf der mit EQUIGY entwickelten CBP die Teilnahmehürden weiter abbauen.

Referenzen

[1] Bundeministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), Bundesministerium für Verkehr, Innovation, und Technologie (BMVIT), „#mission 2030, die österreichische Klima- und Energiestrategie“, Wien, 2018

[2] „Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG), Entwurf 2021-03-16“

6.1.3. HoWaFlex2Market – Flexibilität durch elektrische Warmwasserhängespeicher

Regina HEMM[1], Carlo CORINALDESI, Lisa DIAMOND, Frank STOCKER[2], Tarek AYOUB[3]

Motivation und Ziel

Der Ausbau von Photovoltaik nimmt bei der angestrebten Erreichung der Klimaziele ([1]) eine zentrale Rolle ein. Um den gezielten Verbrauch bei erneuerbarem Erzeugungsüberschuss zu beanreizen, wurde im Rahmen des Clean Energy for All Europeans Package das Konzept der Energiegemeinschaften sowie der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen [2] eingeführt und im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbaugesetzespakets [3] bereits erfolgreich in nationales Recht umgesetzt. Darüber hinaus ermöglichen weitere europäische Richtlinien explizit kleineren Verbrauchern diskriminierungsfreien Zugang zur Teilnahme an Strommärkten oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Diese kleineren Verbraucher können beispielsweise intelligent gesteuerte elektrische Warmwasserhängespeicher (Boiler) sein, die durch automatisiertes Demand Side Management ihren Stromverbrauch flexibilisieren können. Damit sollen der Netzausbaubedarf verzögert, Ressourcen effizienter genutzt und der Anteil an erneuerbaren Erzeugungsanlagen erhöht werden. Boiler kommen häufig in Mehrparteienhäusern vor. Dort besteht die Herausforderung, dass Wohnungseigentürmer:innen (oftmals (gemeinnützige) Wohnbauträger) meist nicht mit den unmittelbaren Konsument:innen und somit Profiteur:innen ident sind. Daher besteht bisher nur ein geringer Anreiz, smarte Boiler zu installieren. Das Hauptziel des Projektes „Hot Water Flexibility to Markets“ (HoWaFlex2Market) ist es, durch innovative Ladestrategien für Boiler die Nutzung erneuerbarer Energien zu steigern.

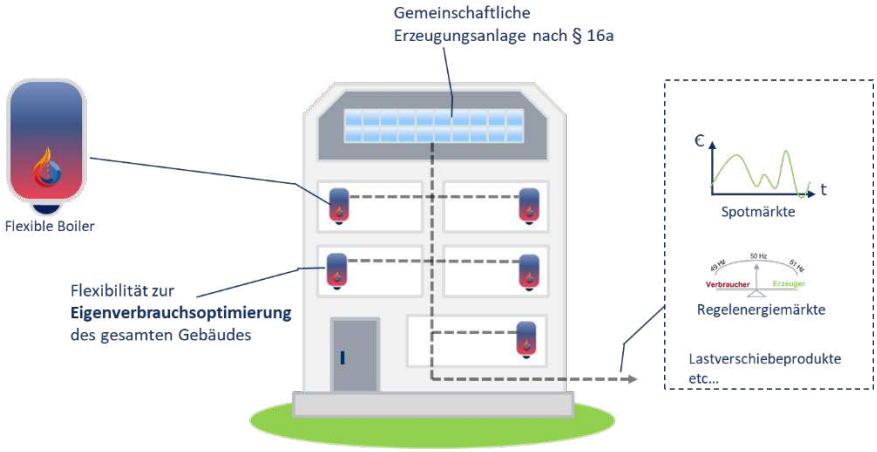


Abbildung 8: Setup eines Gebäudes mit Gemeinschaftlicher Erzeugungsanlage und verschiedener zu testender Markt- und Netzdienstleistungen. Zusätzlich können auch Gebäude ohne PV-Anlage Teil der Demo sein, und nicht alle Mehrparteienhäuser nutzen die über die Netzbetreiber abzuwickelnden Aufteilungsschlüssel im Rahmen der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage.

Um Marktreife zu erreichen, wird der Fokus von HoWaFlex2Market auf der Entwicklung von einfach umsetzbaren und robusten, heuristischen Ladestrategien liegen, welche in einer großangelegten Demo mit über 1000 Boilern über Zeiträume von mehreren Monaten durchgehend getestet werden sollen. Parallel dazu wird ein digitaler Zwilling entwickelt, der die Boiler möglichst realitätsnah abbildet und auf Basis dessen die zu testenden Ladestrategien weiterentwickelt werden können. Insbesondere werden

1 AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 6, A-1210 Wien, +43 664 88335515, regina.hemm@ait.ac.at, https://www.ait.ac.at/
2 Austria Email AG, Austriastraße 6 A-8720 Knittelfeld, +43 664 8114502, frstocker@austria-email.at, https://www.austria-email.at/
3 World-Direct eBusiness solutions GesmbH, Lassallestraße 9, A-1020 Wien, +43 664 88 45 43 67., tarek.ayoub@world-direct.at, https://www.world-direct.at/

technische Aspekte wie die Skalierbarkeit der technischen Anbindung und der Ladestrategien, sowie eventuelle regulatorische und rechtliche Hürden bei der Umsetzung betrachtet. Ebenso berücksichtigt werden endkund:innenbezogene Motivations- und Akzeptanzfaktoren, Engagement-Ansätze und Teilnahmeerleben, die Vermittlung des Nutzens der Automatisierung, sowie erzielte Kosten- und CO2 - Einsparungen und der mögliche Beitrag zur Bekämpfung von Energiearmut. Durch den hohen TRL der Boiler und durch die großflächigen Ausrollung können die Eignung für ein finales Produkt sowie diverse Konsument:innen- und Tarifaspekte anhand von realen Daten untersucht werden.

Methodik und angestrebte Ergebnisse

Um den unterschiedlichen Anforderungen der verschiedenen Wohnbauträger:innen und Endkund:innen gerecht zu werden, werden Regelungsstrategien in Hinblick auf folgende Punkte entwickelt, welche sowohl in einer großflächigen Demonstration als auch im Rahmen einer Simulation getestet werden:

- Unterschiedliche Komponenten, Flexibilitätseinsätze und Anbindungen der PV-Anlage: Das Mieterstrommodell ist nach wie vor komplex in der Umsetzung und noch nicht sehr verbreitet. Manche Wohnbauträger:innen streben sogar eine alternative Anbindung der PV-Anlage über ein paralleles Kabel an. Andere Gebäude besitzen keine PV-Anlage, deren Bewohner:innen sollen aber trotzdem an Regelenergiebereitstellung oder anderen Lastverschiebekonzepten teilnehmen können. Die Ladestrategien sollen daher für unterschiedlichen Rahmenbedingungen anwendbar sein. Begleitend werden die regulatorischen Rahmenbedingungen dafür genauer untersucht.
- Berücksichtigung von lokalen Gegebenheiten: Die Gebäude verfügen über unterschiedliche Verfügbarkeiten von Messdaten, welche Auswirkungen auf die Regelstrategien haben können. Dabei wird im Projekt zwischen Live-Messwerten für die PV-Anlage, Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt, Smart-Meter-Daten für die einzelnen Wohnungen, sowie der Verfügbarkeit von Forecasts unterschieden.
- Bedürfnisse der Endkund:innen
    - Endkund:inneneinbindung: Um vertiefende Einblicke in Teilnahmemotivationen, Erwartungen, Fairnesswahrnehmung und Teilnahmeerleben von Endnutzer:innen zu gewinnen, werden diese über zwei Befragungen (zu Beginn und Ende des Projekts) einbezogen. Dabei wird auch auf gender- und diversitätsspezifische Unterschiede geachtet und es wird neben der Haushaltsperspektive auch die Gemeinschaftsebene berücksichtigt.
    - Kosten und Warmwasserverfügbarkeit für Endkund:innen stehen auf Haushaltsebene in direktem Zusammenhang mit dem vom Netzbetreiber gewählten Aufteilungsschlüssel (statisch oder dynamisch) und den eingesetzten Ladestrategien. Dabei können einige Endnutzer:innen bei manchen Regelstrategien mehr profitieren als andere. Dies kann einerseits ein Konfliktrisiko darstellen, bietet andererseits jedoch eine mögliche Strategie zur Bekämpfung von Energiearmut. Neben Motivation und Akzeptanz soll daher auch das persönliche Empfinden von Fairness erfasst und bei der Entwicklung der Ladestrategien miteinbezogen werden.
    - Entwicklung von Tarifen: Um eine Marktdurchdringung zu erreichen wird im Projektrahmen auch untersucht, welche Tarife aus Endkund:innenperspektive nachvollziehbar und fair sind.

Acknowledgements

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2022 durchgeführt.

Referenzen

[1] „Übereinkommen von Paris – Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen - EUR-Lex“. Zugegriffen: 27. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/content/paris-agreement/paris-agreement.html?locale=de

[2] „RICHTLINIE (EU) 2019/ 944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/ 27/ EU“.

[3] „RIS - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 27.11.2023“. Zugegriffen: 27. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619

6.1.4. Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte

Martin ASMAN(*)[1], Christian DERKSEN[2], David CANO-TIRADO[3], Markus ZDRALLEK

Motivation

Bedingt durch eine steigende Anzahl an leistungsstarken Verbrauchern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen stehen besonders elektrische Verteilnetze vor großen Herausforderungen. Die dort vermehrt auftretenden lokalen Netzengpässe können durch zentrale Märkte nicht behoben werden, sondern erfordern die Betrachtung neuer Marktkonzepte [1]. Lokale Handelsplattformen ermöglichen sowohl den Handel von Energie zwischen Endkunden untereinander als auch von netzdienlicher Flexibilität zwischen Endkunden und Netzbetreibern. Die Teilnahmevoraussetzung an lokalen Handelsplattformen ist das Bereitstellen von Fahrplänen, mit denen der Handel von Energie und Flexibilität erfolgt. Aufgrund von schwer prognostizierbaren konventionellen Lasten sowie Unsicherheiten in Wetterprognosen, welche die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien beeinflussen, ist ein Abweichen von erstellten Fahrplänen höchst wahrscheinlich. Die Integration von Fahrplandaten in Echtzeitsteuerungsprozessen bietet das Potenzial, Abweichungen von Fahrplänen durch den Einsatz von Flexibilität im Betrieb gegenzusteuern und somit die Umsetzung lokaler Marktkonzepte zu ermöglichen.

Methodik

Dieser Beitrag stellt die Aufwände und das Potenzial einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung für häusliche Energiesysteme mithilfe von Prosumer-Agenten vor. Als Anwendungsszenario dient eine integrierte Plattform für einen Peer-to-Peer-Energiehandel in Kombination mit einer aktiven Netzführung in der Verteilnetzebene. Die Steuerung wird durch Software-Agenten realisiert, welche in der Lage sind, Aufgaben sowohl autonom als auch proaktiv auszuführen und dabei mit Energiesystemen zu interagieren [2]. Das Marktdesign der lokalen Handelsplattform bilden sequenzielle Parallelmärkte, bei denen der Handel von Energie und Flexibilität in zwei getrennten, konsekutiven Märkten stattfindet. Um an diesen Märkten teilnehmen und agieren zu können, benötigt der Prosumer-Agent vier Kernfunktionen. Diese umfassen Planungsfunktionen zur Abschätzung der eigenen Energiebilanz für ein Handelsintervall, die Ermittlung lokal verfügbarer Flexibilitätspotenziale und die Generierung von Geboten oder Anfragen für den Energie- und den Flexibilitätsmarkt. Ferner stellt die Fähigkeit, Planungsergebnisse in echtzeitnahe Kontrollentscheidungen und Steuerungsbefehle umzusetzen, die letzte dieser vier Kernfunktionen dar.

Dies setzt jedoch voraus, dass Prosumer-Agenten wissen, welche Energiesysteme unter ihrer Kontrolle stehen und welche Flexibilität jedes einzelne System bietet. Dieses Wissen liefert das Energie-Optionsmodell (EOM) [3], ein vereinheitlichender Modellierungsansatz zur Beschreibung energietechnischer Fähigkeiten und somit der hierzu korrespondierenden Flexibilitätspotenziale von Energiesystemen. Abhängig von den lokal verfügbaren Energiesystemen und einer hierzu gehörenden EOM-Konfiguration werden diese Modelle von Prosumer-Agenten genutzt, um die vorab beschriebenen Anforderungen für die Kernfunktionen zu erfüllen.

Die softwaretechnische Grundlage für die Implementierung des hier vorgestellten Prosumer-Agenten bildet das Konzept und das Framework des sogenannten Energie-Agenten [4]. Es bietet ein generelles, erweiterungsfähiges Konzept, das die Kombination von Planungs- und Echtzeitsteuerungsprozessen

[1] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal | Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal, Deutschland | +49 202 439 1852 | asman@uni-wuppertal.de, Webauftritt: https://www.evt.uni-wuppertal.de

[2] Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Universität Duisburg-Essen | Universitätsstraße 9 | 45141 Essen, Deutschland | +49 201 18 34586 | christian.derksen@uni-due.de , Webauftritt: https://www.softec.wiwi.uni-due.de

[3] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

ermöglicht. So können mehrere Planungsstrategien mit unterschiedlichen Zielen parallel ausgeführt werden. Basierend auf diesen unterschiedlichen Planungsergebnissen wird ein einziger Fahrplan für den Echtzeitsteuerungsprozess des Agenten extrahiert. Das Steuerungskonzept des Energie-Agenten erlaubt es ferner, unterschiedlich geplante Ausführungspläne zusammenzuführen, sodass ein zusammengefasster Plan für den Echtzeitsteuerungsprozess des Prosumer-Agenten verwendet werden kann.

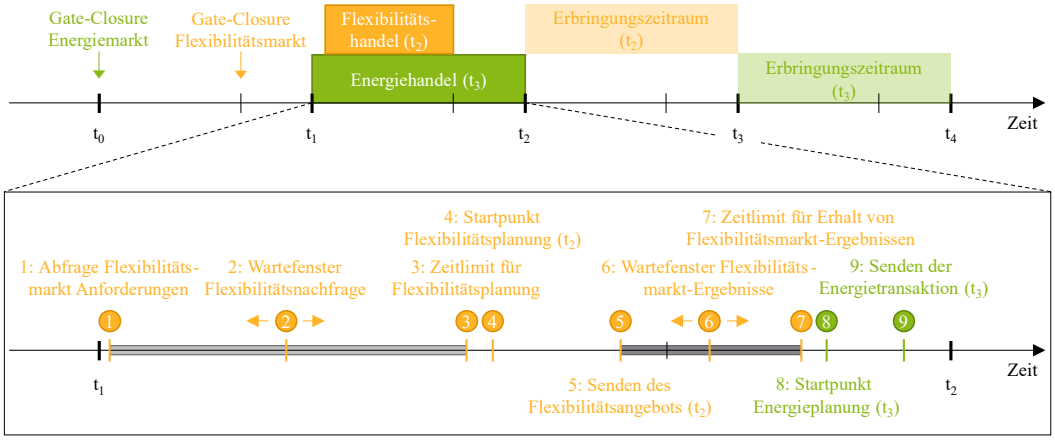


Abbildung 1: Übersicht über Handel- und Lieferzeiten (oben) sowie dem Zustandsverlauf eines Prosumer-Agenten in einem Marktzyklus von 15 Minuten (unten)

Die Planungsprozesse und somit die inhärente Komplexität des Prosumer-Agenten richten sich nach dem gewählten Marktdesign. Aufgrund der konsekutiven Märkte sowie der Abhängigkeit zwischen Flexibilitäts- und Energieplanung wird ein fest definierter Planungsablauf des Prosumer-Agenten benötigt, der in Abbildung 1 schematisch für einen Marktzyklus dargestellt ist. In dem Echtzeitsteuerungsprozess werden die zusammengefassten Planungsergebnisse kontinuierlich mit aktuellen Messdaten verglichen. Unabhängig von Planungsergebnissen oder Echtzeitvorgaben durch Eigentümer oder Netzbetreiber erfolgt die eigentliche Umsetzung entsprechend den aktuellen Vorgaben über die in Echtzeit verfügbare Flexibilität.

Vorläufige Ergebnisse

Erste Ergebnisse des hier vorgestellten Konzeptes haben gezeigt, dass eine kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung eine technisch und ökonomisch vorteilhafte Teilnahme von Prosumer-Agenten an lokalen Energie- und Flexibilitätsmärkten ermöglicht. Des Weiteren konnte gezeigt werden, dass Netzbetreibereingriffe im Betrieb umgesetzt werden können und somit einen Beitrag zum kurativen Netzengpassmanagement geleistet wird. Zudem kann durch das zyklische Erstellen von Kurzfristprognosen die Prognosegüte gegenüber üblichen Prognosen deutlich verbessert werden.

Supported by:
Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action
on the basis of a decision by the German Bundestag

Diese Arbeit wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimapolitik und dem Projektträger Jülich GmbH (PTJ, FKZ: 03EI6035E)

Referenzen

[1] C. Aichele und O. D. Doleski, Smart Market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
[2] M. Wooldridge, An introduction to MultiAgent Systems. Chichester: Wiley, 2009.
[3] C. Derksen und R. Unland, „The EOM: An Adaptive Energy Option, State and Assessment Model for Open Hybrid Energy Systems," in Proceedings of the 2016 Federated Conference on Computer Science and Information Systems, 2016, S. 1507–1515.
[4] C. Derksen, T. Linnenberg, R. Unland, und A. Fay, „Unified Energy Agents as a Base for the Systematic Development of Future Energy Grids," in Multiagent system technologies, Berlin: Springer, 2013.

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

6.2. INDUSTRIELLE FLEXIBILISIERUNG

6.2.1. Strategische Flexibilität im Fokus: Eine qualitative Flexibilitätsanalyse energieintensiver Industriestandorte in Österreich

Vanessa ZAWODNIK[1], Jasmin PFLEGER[2], Jana REITER, Kerstin PFLEGER-SCHOPF, Martin ZAVERSKY, Thomas KIENBERGER

In einem dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft spielen Flexibilitäten sowohl auf der Seite der Energieerzeugung als auch des Energieverbrauchs eine entscheidende Rolle. Mit dem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energieträger ergibt sich ein Paradigmenwechsel in der Art und Weise, wie Energie bereitgestellt wird. [1] Daher ist Flexibilität einer von mehreren Bausteinen zur Realisierung der Energiewende. In Hinblick auf flexibles Verbraucherverhalten liegt ein besonderes Augenmerk auf der energieintensiven Industrie, die in Österreich etwa ein Drittel des Gesamtenergiebedarfs ausmacht. [2] Im Rahmen des Forschungsprojekts DSM_OPT wird eine Demand Side Management (DSM) Decision Support Toolbox für optimale Prozessplanung entwickelt. Dabei werden zwei Use-Cases – ein Elektrostahlwerk und eine Großbäckerei – betrachtet. Ein Aspekt beschäftigt sich mit der Identifizierung von Flexibilitätspotentialen, um herauszufinden, wie sich diese an den Industriestandorten unterscheiden und ob sie sich für die Anwendung von DSM eignen. Dieser Beitrag konzentriert sich auf die qualitative Analyse von Flexibilitätspotenzialen der beiden Use-Cases.

Flexibilität

Grundsätzlich bezeichnet Flexibilität von Verbrauchern, die Fähigkeit, ihren Energiebezug durch interne Maßnahmen an Markt- oder Systemsignale anzupassen. [3] Im Kontext industrieller Produktionen ist der Begriff Flexibilität jedoch auf verschiedenen Ebenen zu verstehen und zu bewerten. Eine einheitliche Kategorisierung ist in der Literatur nicht zu finden, und je nach Fokus ergeben sich unterschiedliche sinnvolle Kategorisierungen. Die in der vorliegenden Arbeit verwendete Kategorisierung stützt sich auf den Ansatz von Sethi und Sethi (1990) [4], die drei Betrachtungsebenen einführen. Zur besseren Anwendbarkeit auf die zwei Use-Cases wurden die ursprünglichen Bezeichnungen der Ebenen angepasst und in Komponenten-, System- und Gesamtsystemebene umbenannt (Abbildung 1).

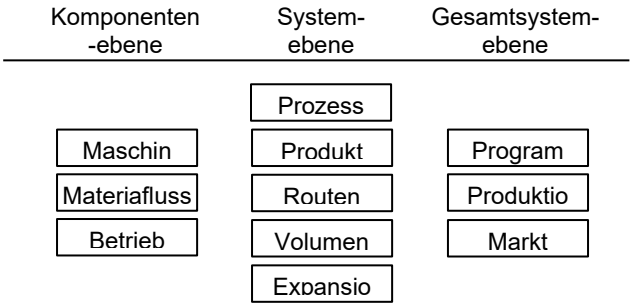


Abbildung 1: Kategorisierung von Ebenen und Flexibilitäten in Produktionsprozessen (in Anlehnung an [4])

[1] Lehrstuhl für Energieverbundetechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5420, vanessa.zawodnik@unileoben.ac.at , www.evt-unileoben.at
[2] AEE INTEC, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, +43 3112 5886 464, j.pfleger@aee.at, www.aee-intec.at
[3] AEE INTEC, Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, +43 3112 5886 453, j.reiter@aee.at, www.aee-intec.at
Lehrstuhl für Energieverbundetechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5409, kerstin.pfleger-schopf@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at
Lehrstuhl für Energieverbundetechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5405, martin.zaversky@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at
Lehrstuhl für Energieverbundetechnik, Montanuniversität Leoben, Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402 5400, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, www.evt-unileoben.at

Use-Cases

Das untersuchte Elektrostahlwerk ist in zwei Bereiche unterteilt: das Stahlwerk und das Walzwerk und wird hauptsächlich mit zwei Energieträgern, Strom und Erdgas, versorgt, wobei 2/3 des Gesamtenergiebedarfs durch Strom und 1/3 durch Erdgas gedeckt wird. Der gesamte Produktionsprozess wird von einer Hauptprozesskette dominiert und beginnt mit der Aufschmelzung von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen. Der flüssige Rohstahl wird in eine feuerfest ausgemauerte Pfanne abgestochen und zum Pfannenofen transportiert, in dem die sekundärmetallurgische Behandlung stattfindet. Der Pfannenofen fungiert zusätzlich als Pufferaggregat, um zeitliche Diskrepanzen zwischen Elektrolichtbogenofen und Strangguss auszugleichen. Im Strangguss erfolgt der Phasenübergang von flüssig zu fest und der erstarrte Stahl wird in Knüppel geschnitten. Diese werden entweder direkt ins Walzwerk weitergeleitet oder in einem Zwischenlager gepuffert. Die meisten Aggregate im Stahlwerk werden über eine Entstaubungsanlage abgesaugt.

In der Bäckerei spielen viele Faktoren eine Rolle und beeinflussen somit den Produktionsprozess. Vor allem saisonale Effekte unterschiedlicher Periodizität wie Umgebungstemperatur oder Feiertage haben Auswirkungen auf das Produktionsvolumen, die Produktpalette und damit den Energie- sowie Ressourcenverbrauch. Die Produktion ist sowohl langfristig für Firmenkunden (große Volumina) als auch kurzfristig für Bäckereifachgeschäfte (kleinere Volumina) ausgelegt. Letztere besteht aus einer Backliste, die jeweils für die Produktion des Folgetages ausgegeben wird und damit den Tagesablauf bestimmt. Dadurch ergeben sich für jeden Tag verschiedene Betriebszeiten der Öfen und anderen für die Teigbereitung notwendige Maschinen, abhängig von den benötigten Produkten, Chargen und den Erfahrungen der Bäcker:innen. Diese und der vorgegebene Zeitpunkt zur Auslieferung stellen die Randbedingungen dar, innerhalb derer eine gewisse Flexibilität besteht.

Ergebnisse

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass die Flexibilitätspotenziale im realen Produktionsprozess deutlich aufgrund von Rand- und Nebenbedingungen eingeschränkt werden. Besonders die zeitliche und räumliche Abhängigkeit der Materialflüsse im Stahlwerk limitiert die Flexibilität erheblich. Das Walzwerk hingegen weist gewisse Potenziale auf, vor allem in Bezug auf Prozessflexibilität und Volumenflexibilität. In der Großbäckerei eröffnen sich auf Systemebene insbesondere Produkt- und Prozessflexibilität. Steigende Flexibilität im Elektrostahlwerk geht in vielen Fällen mit sinkender Energieeffizienz einher. Im Gegensatz dazu kann die Energieeffizienz durch Flexibilitätspotenziale in der Großbäckerei gesteigert werden.

Der Ausblick dieser Analyse richtet sich auf die Notwendigkeit, die systematische Kategorisierung um einige Aspekte zu erweitern. Dazu zählt z.B. das Anfahrverhalten der Aggregate, die Flexibilität in Bezug auf Energieträgersubstituierung und die Marktflexibilität auf Komponentenebene. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass neben der Identifizierung von Flexibilitätspotenzialen auch das Fehlen geeigneter Marktmechanismen als Anreiz für Industrieunternehmen eine Herausforderung für die erfolgreiche Implementierung von DSM darstellt. [5]

References

[1] P. Finn and C. Fitzpatrick, “Demand side management of industrial electricity consumption: Promoting the use of renewable energy through real-time pricing,” Applied Energy, vol. 113, pp. 11–21, 2014.

[2] M. Rahnama Mobarakeh and T. Kienberger, “Climate neutrality strategies for energy-intensive industries: An Austrian case study,” Cleaner Engineering and Technology, vol. 10, p. 100545, 2022.

[3] Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung, “Prospektive Flexibilitätsoptionen in der produzierenden Industrie: Bericht zum Projekt "WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands",” p. 97, 2020.

[4] K. Sethi and S. P. Sethi, “Flexibility in manufacturing: A survey,” The International Journal of Flexible Manufacturing Systems, no. 2, pp. 289–328, 1990.

[5] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen, and M. O'Malley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 686–699, 2014.

6.2.2. Energieflexibler Betrieb von Carbon Capture-Anlagen in der Zementindustrie

Yvonne EBOUMBOU EBONGUE[1], Alexander SAUER

Motivation

Die Dekarbonisierung der Industrie gewinnt zunehmend an Bedeutung, da der globale Druck zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen stetig zunimmt. Neusten Schätzungen zufolge ist die Zementproduktion derzeit für etwa 7,4 % der weltweiten CO_2-Emissionen verantwortlich. Obwohl die Zementindustrie die CO_2-Emissionen pro Tonne Zement in den letzten Jahrzehnten deutlich reduziert hat, verzeichnet sie weltweit eine Zunahme der Produktionsaktivitäten aufgrund der steigenden Nachfrage nach Zement als Baustoff [1][2]. Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) ist eine wegweisende Technologie zur Reduzierung von CO_2 aus Industrie- und Energieerzeugungsprozessen [1]. Die Integration von Carbon Capture (CC)-Anlagen in die Zementindustrie gilt als vielversprechender Ansatz um das Net Zero Scenario zu erreichen [2][3]. In diesem Beitrag werden Energieflexibilitätsmaßnahmen hinsichtlich ihrer technischen Anwendbarkeit und hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Nutzens innerhalb der Zementproduktion qualitativ bewertet. Daraus lässt sich das Potential des energieflexiblen Betriebs von CC-Anlagen in der Zementindustrie ableiten.

Energieflexibler Betrieb von CCUS in die Zementindustrie

Energieflexibilität nach VDI-Richtlinie 5207 ist die Fähigkeit eines Produktionssystems, sich schnell und prozesseffizient an Änderungen des Energiemarkts anzupassen [4]. Energieflexibilitätsmaßnahmen sind konkrete und bewusste Eingriffe in industrielle Prozesse, die zu einer Veränderung des Verbrauchs am Netzanschlusspunkt führen. Das Energieflexibilisierungspotenzial hängt von standortspezifischen Faktoren eines Zementwerkes ab [4]. Die Analyse verschiedener Energieflexibilisierungsmaßnahmen in der Zementindustrie zeigt Perspektiven für die Integration von CC-Anlagen als flexible Verbraucher in den Zementherstellungsprozess auf. Zur Analyse der Möglichkeit des energieflexiblen Betriebs von CC-Anlagen in der Zementindustrie werden Energieflexibilitätsmaßnahmen hinsichtlich ihrer technischen Anwendbarkeit und hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Nutzens innerhalb der Produktion qualitativ bewertet. Die Anwendbarkeit der Energieflexibilitätsmaßnahmen in der Zementindustrie ist in Abbildung 1 dargestellt.

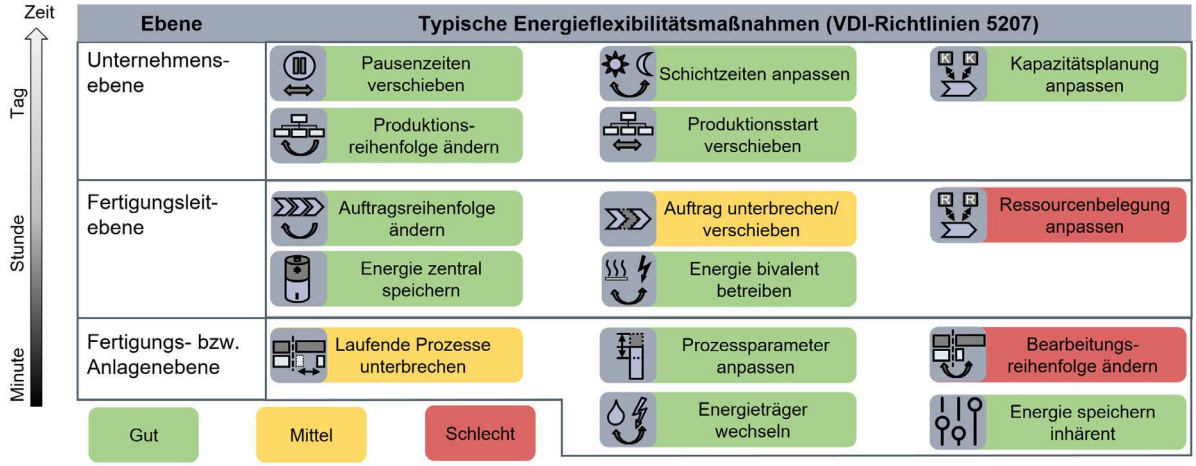


Abbildung 1: Anwendbarkeit von Energieflexibilitätsmaßnahmen in der Zementindustrie

Die Anpassung von Prozessparametern wie Temperaturen und Drücken in den Produktionsabläufen bietet eine Möglichkeit, den Brennprozess zur Klinkerproduktion effizienter zu gestalten und damit den Energieverbrauch zu optimieren. Ebenso ermöglicht der Wechsel zwischen verschiedenen

[1] Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 970-3514, yvonne.eboumbou.ebongue@ipa.fraunhofer.de

Energieträgern eine flexible Anpassung an Marktbedingungen, indem je nach Verfügbarkeit und Kosten unterschiedliche Brennstoffe eingesetzt werden können.

Sauer et al. ermittelten für gesamten Stromeinsatz in einem durchschnittlichen deutschen Zementwerk bei mittleren Mühlenauslastung von 51 % ein Lastflexibilisierungspotenzial von 10 % pro Jahr [4]. Auf Basis dieser Erkenntnis kann das Flexibilisierungspotential von CC-Anlagen in der Zementindustrie bestimmt werden. Zur Herstellung einer Tonne Zement werden in Deutschland aktuell 877 kWh Energie benötigt [5]. Eine CC-Anlage benötigt zur Abtrennung einer Tonne CO_2, je nach Abtrennungstechnologie und CO_2 Konzentration, zwischen 130 kWh und 400 kWh elektrischer Energie [6]. Damit das Net Zero Scenario mit dem Ziel 460 kg CO_2 pro Tonne Zement erreicht wird, muss eine CC-Anlage 180 kg CO_2 pro Tonne Zement einfangen. Dafür wird zwischen 23 kWh und 72 kWh elektrischer Energie benötigt. Unter der Annahme, dass die CC-Anlage zeitgleich mit dem Mühlenwerk betrieben wird, kann zwischen 2,3 kWh und 7,2 kWh elektrischer Energie flexibilisiert werden.

Fazit

Die Umsetzung der identifizierten Energieflexibilitätsmaßnahmen in der Zementindustrie bietet ein breites Spektrum an Möglichkeiten, den Energieverbrauch zu optimieren und die Produktion an sich ändernde energetische Randbedingungen anzupassen. Durch die Anwendung geeigneter Energieflexibilitätsmaßnahmen könnten CC-Anlagen als energieflexible Verbraucher in die Zementindustrie integriert werden. In Zeiten niedriger Energiekosten oder hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien können CC-Anlagen ihre CO_2-Abtrennungsskapazität erhöhen. Umgekehrt könnten sie in Zeiten hoher Energiekosten oder geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien ihre Kapazitäten reduzieren oder vorübergehend aussetzen, um den Energieverbrauch zu optimieren und die Betriebskosten zu senken. Damit kann die Zementindustrie nicht nur einen Beitrag zur CO_2-Reduktion leisten, sondern auch als Teil eines adaptiven, energieeffizienten Systems zur Stabilisierung und Nachhaltigkeit des Gesamtnetzes beitragen. Die Perspektive ist daher ein integriertes Energiesystem, in dem CC-Anlagen nicht nur als Verbraucher, sondern als flexible Akteure agieren, die sich an die sich ständig ändernden Bedingungen im Energiesektor anpassen können und gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur CO_2-Reduktion leisten.

Referenzen

[1] UNECE Sustainable Energy Programme, *Technology brief carbon capture use and storage (CCUS).* [Online]. Available: https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_EN_final.pdf (accessed: Nov. 22 2023).

[2] M. Schneider, *Concrete Future: The GCCA 2050 Cenent and Concrete Industry Roadmap for Net Zero Concrete.* [Online]. Available: https://gccassociation.org/concretefuture/wp-content/uploads/2021/10/GCCA-Concrete-Future-Roadmap-Document-AW.pdf (accessed: Nov. 22 2023).

[3] M. Voldsund *et al.,* "Comparison of Technologies for CO2 Capture from Cement Production: Part 1: Technical Evaluation," *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 559, 2019, doi: 10.3390/en12030559.

[4] Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, *Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung | SynErgie.* [Online]. Available: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/08/urn_nbn_de_0011-n-5659211.pdf

[5] Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), *Zementindustrie im Überblick 2020/2021.* [Online]. Available: https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/zementindustrie-im-ueberblick-2020-2021 (accessed: Nov. 22 2023).

[6] S. Lübbers, Hobohm Jend, Thormeyer, Christoph, and H. Dambeck, *Technische CO2-Senken: Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO2-Negativemissionstechnologien Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.* [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_Gutachten_Prognos_final.pdf (accessed: Nov. 22 2023).

6.2.3. Daily Decision Model For Industrial Energy Flexibility Considering Economic Risk Through Conditional Value-At-Risk

Isabella BIANCHINI[1], Lea BITTEROLF[2], Alexander SAUER[3]

Introduction

The integration of renewable energy generation poses challenges to the electricity system management [1]. Additional flexibility on the demand side is required to guarantee the balance between generation and demand [2]. In addition, the increased and more volatile electricity prices experienced in Europe since 2022 are causing higher energy costs for the industrial companies, which have to take decisions on their production and investment plans facing an unpredictable production costs development [3]. Energy flexibility of industrial systems can help the energy system to maintain the system stability [4]. Moreover, it contributes to the reduction of production costs and to the competitiveness of the industrial sector [2]. The so-called energy flexibility measures (EFM) are scheduled one day in advance in order to exploit the potential for energy cost reduction and combine it with production planning [5, 6]. Scheduling in advance results in uncertainties in the decision taking, and thus corresponding economic risks [7]. Understanding risks is crucial for industrial companies as they must be aware of potential losses when taking decisions [7]. Conditional value-at-risk (CVaR) is a very powerful risk measure [8]. It represents the average losses after a defined confidence level and can be included in linear programming for optimal decision making [8]. CVaR needs probabilistic forecasts of uncertain variables as input and is sensitive on scenarios modelling coming from distribution functions [9]. Previous work showed the potential of the CVaR combined with the scheduling of energy flexibility [7]. However, the optimization was not carried out for the entire day, and local minimum were being targeted. In addition, the effect of different scenarios modelling on the results has not been fully investigated.

Method

This paper proposes a decision model based on daily stochastic optimization of EFM activation planning considering the potential economic losses. The optimization considers one day and includes two parts. The first part considers the cost variation due to variable electricity prices, while the second part corresponds to the CVaR. The company´s risk appetite, i.e. the willingness to risks for achieving certain goals, is modelled through parameter omega. The industrial company can decide according to the current risk appetite and compromise between the potential optimal cost reduction for the following day and the economic risk. The decision model includes the EFM technical constraints and constraints on the maximum power at the connection point, to ensure that grid charges are not higher than before the optimization. The EFM considered in the use case are electrical vehicles (EV), an energy storage system (ESS) and a compressed air storage system (CAS). The prices are included as probabilistic scenarios, which are extrapolated from cumulative distribution functions based on historical data (Figure 1). The second part of the paper assesses the sensitivity of the proposed daily decision model towards different probabilistic models using different distribution functions for electricity prices (Figure 1). The characteristic parameters of the chosen distribution functions (normal distribution, t-Location-Scale distribution, gamma distribution and lognormal distribution [10]) were defined on the basis of historical data. Afterwards the price scenarios were extrapolated and used as input in the decision model.

[1] Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstr. 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-1959, isabella.bianchini@ipa.fraunhofer.de, www.ipa.fhg.de
[2] University of Stuttgart Institute for Energy Efficiency in Production EEP, Nobelstr. 12, D-70569 Stuttgart, st180049@stud.uni-stuttgart.de, www.eep.uni-stuttgart.de
[3] University of Stuttgart Institute for Energy Efficiency in Production EEP, Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation IPA, Nobelstr. 12, D-70569 Stuttgart, +49 (0)711 970-3600, alexander.sauer@eep.uni-stuttgart.de, alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de, www.eep.uni-stuttgart.de, www.ipa.fhg.de

Results

The results show that the daily decision model is able to support industrial companies in scheduling the EFM according to their risk appetite for the following day. It provides a compromise between a risk-taking behaviour, with high-cost reduction but high risk, and risk-averse behaviour, with low risk but limited cost reduction. As an example, the results of one day are analysed. In addition, it is shown that different distribution functions have only a minor effect on decision model results. The results are given based on statistical parameters such as medium absolute error calculated over the entire year. Further improvements can be the integration of more scenarios for the prices and forecast scenarios for load and renewable generation. Moreover, the decision model can be extended to consider the bidding phase, where prices are unknown, and scheduling phase with known prices.

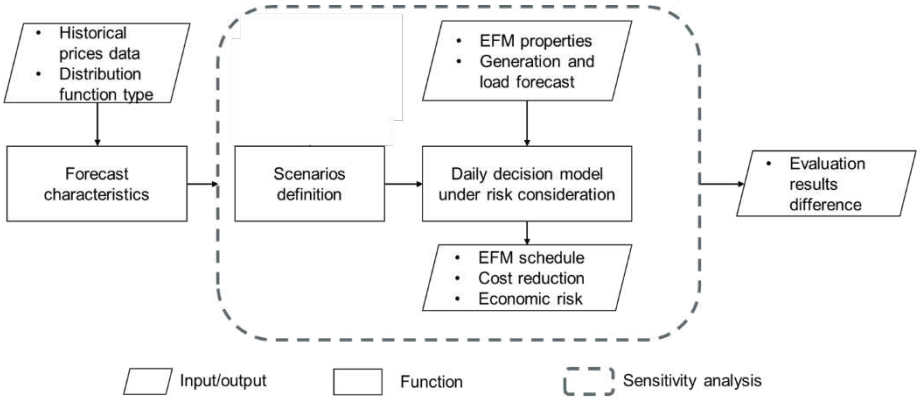


Figure 1: Method for the analysis of price distribution functions on the results of the daily decision model based on daily decision model under risk consideration.

References

[1] Bundesregierung, "Von der Kohle zur Zukunft." [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496. (accessed on 27.11.2023).

[2] Sauer (Hrsg.), " Energieflexibilität in der deutschen Industrie". 2019, Stuttgart. Fraunhofer Verlag, ISBN 978-3-8396-1479-2.

[3] Fraunhofer ISI, consentec, ifeu, TU Berlin, E&R, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland." 2022. [Online]. Available: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf (accessed on 27.11.2023).

[4] Sáez Armenteros, H. De Heer, and L. Fiorini, "Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030." smartEN, DNV, 2022. [Online]. Available: https://www.dnv.com/publications/demand-side-flexibility-quantification-of-benefits-in-the-eu-232342 (accessed on 27.11.2023).

[5] L. Bank, S. Wenninger, J. Köberlein, M. Lindner, C. Kaymakci, M. Weigold et al., "Integrating Energy Flexibility in Production Planning and Control - An Energy Flexibility Data Model-Based Approach", 2021 CPSL Conference. DOI: https://doi.org/10.15488/11249

[6] Bianchini, K. Torolsan, and A. Sauer, "Flexibility Management for Industrial Energy Systems," 2022. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/lf/Session_C6/364_LF_Biancchini.pdf (accessed on 27.11.2023).

[7] Bianchini, L. Bitterolf, A. Sauer. „Industrial Energy Elexibility Scheduling based on Conditional Value-at-Risk", 2023 IEEE ISGT Conference (accepted, preview)

[8] R. T. Rockafellar, S. Uryasev, "Optimization of conditional value-at-risk". 2000, In: Journal of Risk (2), S. 21–41. DOI: 10.21314/JOR.2000.038

[9] S. Sarykalin, G. Serraino; S. Uryasev, "Value-at-Risk vs. Conditional Value-at-Risk in Risk Management and Optimization". 2008. In: *Tutorials in Operations Research*. DOI: 10.1287/educ.1080.0052

[10] Forbes, M. Evans, N. Hastings, B. Peacock, "Statistical Distributions". 4th Edition, 2011. John Wiley & Sons, ISBN: 978-0-470-39063-4.

6.2.4. Energiebereitstellung für die Grundstoff-Industrie – eine gesamtsystemische Perspektive

Markus KAISER(*)[1], Ahmad ITANI, Charlotte SENKPIEL, Patrick JÜRGENS, Christoph KOST

Inhalt

Das deutsche Klimaschutzgesetz sieht vor, die THG-Emissionen bis 2030 um 65% und bis 2045 um 100% zu reduzieren. Dabei ist die Industrie in Deutschland mit einem Anteil von 29% am Endenergieverbrauch [1] ein zentraler Sektor für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Energiesystemmodelle schaffen Mengengerüste für mögliche Transformationspfade, die mit Zielen zur Emissionsminderung kompatibel sind. Viele Studien für die Transformation des Industriesektors haben eine sektorale Perspektive, die Wechselwirkungen mit dem übrigen Energiesystem unzureichend abbildet. Diese Arbeit behandelt die methodische Frage:

18) Wie können einzelne Industriebranchen in einem sektorgekoppelten Gesamtsystemmodell abgebildet werden?

Darüber hinaus ist insbesondere im Industriesektor unklar, welche Anteile direkt und welche indirekt elektrifiziert werden. [2] Gleichzeitig ist der Bedarf an Strom oder Wasserstoff und Derivaten in der Industrie wichtiger Einflussfaktor für die Transformation des Energiesektors. Diese Arbeit widmet sich der inhaltlichen Frage:

19) Wie gestaltet sich die Transformation der Branchen Stahl, Chemie und Zement abhängig von der Verfügbarkeit von importiertem grünem Wasserstoff und welche Bedeutung haben diese Branchen für den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Elektrolyse in Deutschland?

Das Gesamtsystemmodell REMod [2] wird hier genutzt, um die Transformation des Industriesektors unter Berücksichtigung der intersektoralen Abhängigkeiten zu untersuchen. Dafür zeigen wir zunächst eine Modellerweiterung, mit der die Produktion der energieintensiven industriellen Grundstoffe Stahl, Methanol, Ammoniak, High-Value Chemicals und Zement explizit modelliert wird. Mit der Erweiterung analysieren wir die Transformation der drei Branchen Stahl, Chemie und Zement unter Variation der Verfügbarkeit von importiertem grünem Wasserstoff. Darüber hinaus wird die Bedeutung der drei Branchen hinsichtlich des Ausbaus von Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren quantifiziert.

Methodik

In dieser Arbeit wird das Energiesystemmodell REMod genutzt, um sektorübergreifende Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis zum Erreichen von Treibhausgas-Neutralität zu berechnen. REMod minimiert die Transformationskosten des Energiesystems unter den zwei Randbedingungen, dass 1) die gesetzten Ziele zur Emissionsminderung erreicht werden und 2) der Energiebedarf zu jeder Stunde gedeckt wird. REMod optimiert dabei gleichzeitig den Austausch der Technologien in den Verbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie und den Umbau des Energiesektors mit verschiedenen Kraftwerken, Erneuerbaren, Energiewandlern und -speichern. Im Gegensatz zu anderen Energiesystemmodellen berücksichtigt REMod mit diesem Ansatz implizit intersektorale Wechselwirkungen und weist gleichzeitig einen hohen technologischen Detailgrad auf. [3] In einer Erweiterung des Modells, die wir hier präsentieren, wird der Industriesektor zweigeteilt abgebildet:

1) Für die fünf industriellen Grundstoffe Stahl, Methanol, Ammoniak, High-Value Chemicals und Zement sind verschiedene Produktionsrouten über die spezifischen Energieverbräuche, Kosten, Lebensdauern und Branchen-spezifische synthetische Lastprofile abgebildet.

[1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2 79110 Freiburg, +49 761 4588 2330, markus.kaiser@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de

2) Der Rest des industriellen Energiebedarfs wird über einen Prozesswärmebedarf auf zwei Temperaturniveaus unter und über 480°C und einen Raumwärmebedarf für Industriegebäude abgebildet, der jeweils von verschiedenen Heiztechnologien gedeckt werden kann.

Um die Transformation einzelner Industriebranchen zu untersuchen, berechnen wir mehrere Referenz-Szenarien mit unterschiedlicher Verfügbarkeit von importiertem grünem Wasserstoff. Die Bedeutung einzelner Branchen für die Transformation des Energiesektors ergibt sich aus einem Vergleich der Referenz-Szenarien mit zusätzlichen Rechnungen, die ohne einzelne Branchen parametriert werden. Dabei passen wir die Ziele zur Emissionsminderung gemäß den Emissionen der ausgeschlossenen Branche im Referenzszenario an, um eine vergleichbare Transformation des restlichen Energiesystems zu erreichen. Aus dem Vergleich der Referenz-Szenarien mit und den Rechnungen ohne eine Branche kann die Rolle dieser Branche in der Transformation des Energiesektors quantifiziert werden.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt vorläufig die Endenergiezusammensetzung im Industriesektor für ein Szenario „Referenz“ mit 300 TWh Wasserstoffimport in 2045 und ein Szenario „Beschränkter Import“ mit 100 TWh Wasserstoffimport.

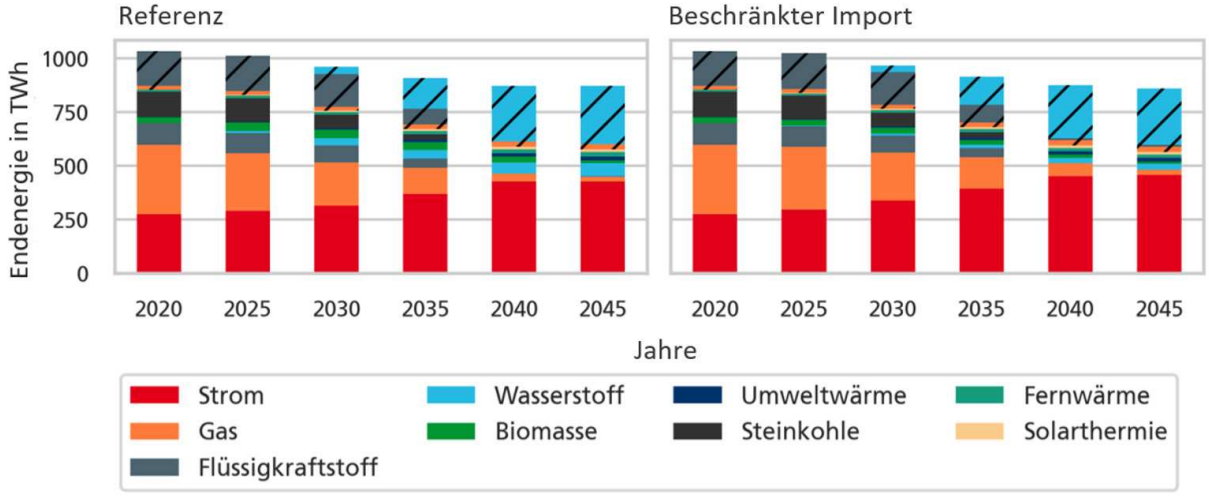


Abbildung 1: Endenergieverbrauch des Industriesektors in Deutschland in TWh im Szenario "Referenz" (links) und "Beschränkter Import" (rechts). Stoffliche Nutzung ist schraffiert dargestellt.

In Abbildung 1 ist zu sehen, dass der Strombedarf des Industriesektors um einen Faktor von 1.7 ansteigt. Die direkte Elektrifizierung der Prozesswärme spielt in beiden Temperaturniveaus eine wichtige Rolle. In der Produktion von Primärstahl und als Feedstock für die chemische Industrie gibt es keine Alternativen für Wasserstoff. Der Einsatz von Wasserstoff für Hochtemperaturprozesswärme dagegen hängt von der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ab und variiert zwischen 26 und 60 TWh im Jahr 2045.

Referenzen

[1] Umwelt Bundesamt (2023), "Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren", https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energietragern (Aufgerufen 01. Dezember, 2023).

[2] Falko Ueckerdt, Benjamin Pfluger, Adrian Odenweller, Claudia Günther, Michèle Knodt, Jörg Kemmerzell, Matthias Rehfeldt, Christian Bauer, Philipp Verpoort, Hans Christian Gils, Gunnar Luderer (2021), „Kurzdossier: Durchstarten trotz Unsicherheiten – Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie“, Ariadne.

[3] Andreas Palzer (2016), „Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor“, Fraunhofer Verlag.

6.2.5. Optimierungsbasierte Untersuchung des Autarkiegrades landwirtschaftlicher Betriebe

Patrick VITZTHUM(*)[1], Martin MANDL[2], Andreas HOLZER[3], Thomas LOIBNEGGER[4], Robert GAUGL[5]

Motivation

Das Pariser Klimaschutzabkommen hat bereits im Jahr 2015 beschlossen, dass bis zum Jahr 2030 mindestens 32 % des Bruttonendenergieverbrauchs der Europäischen Union durch erneuerbare Energien zu decken sind. Österreich hat sich des Weiteren zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität zu erreichen. Vor allem der Zeitraum bis zum Jahr 2030 ist entscheidend und mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) hat die Österreichische Bundesregierung einen Leitfaden zur Verfügung gestellt, welcher das Ziel verfolgt den gesamten nationalen Stromverbrauch zu 100 % - national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. [1]

Um dieses Ziel zu erreichen, ist nicht nur der geforderte Ausbau erneuerbarer Energieträger gemäß dem EAG notwendig, sondern es bedarf auch einer Erweiterung der elektrischen Speicherkapazitäten und der Energieinfrastruktur, wie auch in der *#mission2030* aufgezeigt wird [2]. Ein in Zukunft wichtiger Sektor zum Erreichen der Ziele ist die Landwirtschaft. Neben den großflächigen Dächern von Gebäuden, Stallungen und Scheunen sowie sonstigen nutzbaren Grünflächen, die für die Installation von Photovoltaikanlagen genutzt werden können, weisen viele landwirtschaftliche Betriebe einen hohen Bedarf an elektrischer Energie auf. Mit Hilfe von Energiespeichern lässt sich der Eigenverbrauch der Betriebe in einem höheren Maße aus der selbst erzeugten Energie decken, was dazu beiträgt den Autarkiegrad zu erhöhen. [3]

Projekt

Um den landwirtschaftlichen Sektor in dieser Hinsicht zu fördern, wurde das Projekt „Stromspeicher in der Landwirtschaft“ ins Leben gerufen. Das Ziel dieses Projekts ist es, Landwirt:innen mithilfe leicht verständlicher Grafiken zu zeigen, welche Größe für Photovoltaikanlagen und Energiespeicher geeignet sind, um einen gewünschten Autarkiegrad zu erzielen.

Aufgrund der vielfältigen Maschinen und Anforderungen verschiedener landwirtschaftlicher Betriebe (Milchviehbetrieb, Schweinemastbetrieb, Hühnermastbetrieb, etc.), wird von teilnehmenden landwirtschaftlichen Projektpartnern ein detailliertes Verbrauchsprofil erstellt. Unter diesen Projektteilnehmer:innen sind ein klassischer Milchviehbetrieb und ein Milchviehbetrieb mit Melkroboter, die im Folgenden genauer untersucht werden.

Das restliche Projektteam setzt sich zusammen aus der Energie Steiermark AG, der E1 Wärme und Energie GmbH, der Landwirtschaftskammer Steiermark und dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz.

Modell und Ergebnisse

Zur Auswahl einer geeigneten Photovoltaikanlage (PV-Anlage) und dem dazugehörigem Batteriespeicher wird ein Tool mithilfe der Optimierungssoftware Gams erstellt. Aus den Ergebnissen

[1] Patrick Vitzthum, Institut für Elektrizitätswirtschat und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, +43 660 6183343, patrick.vitzthum@student.tugraz.at
2 Martin Mandl, Energie Steiermark – E1 Wärme und Energie GmbH, +43 316 9000 55000, martin.mandl@e-eins.at, https://www.e-eins.at
3 Andreas Holzer, Energie Steiermark Kunden GmbH, Vertrieb Landwirtschaft, +43 316 9000 52838, andreas.holzer@e-steiermark.com, http://www.e-steiermark.com/
4 Thomas Loibnegger, Landwirtschaftskammer Steiermark, Referat für Energie, Klima und Bioressourcen, +43 664 602596 1407, thomas.loibnegger@lk-stmk.at, www.lk-online.at
5 Robert Gaugl, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/Technische Universität Graz, +43 316 873 7904, robert.gaugl@tugraz.at, https://iee.tugraz.at

verschiedener Kombinationen aus Verbrauch, installierter PV-Anlagengröße, Verhältnis von PV-Anlagengröße zu installierter Speichergröße und sich ergebendem Autarkiegrad wurde für die unterschiedlichen landwirtschaftlichen Betriebe ein Diagramm erstellt.

Abbildung 1 zeigt die möglichen Kombinationen an installierter PV-Anlagenleistung (y-Achse) und Verhältnis von PV-Anlagenleistung zu Batteriekapazität (x-Achse) um die Autarkiegrade 30 %, 60 % und 70 % für einen klassischen Milchviehbetrieb mit 40.000 kWh Jahresverbrauch zu erreichen. Die strichlierten Linien zeigen die Kombinationen bei 30.000 kWh Jahresverbrauch bzw. 50.000 kWh Jahresverbrauch.

Wird von der/dem Landwirt:in eine PV-Anlage mit 40 kWp gewünscht und ein Speicher mit 20 kWh (Verhältnis von 0,5), so kann damit ein Autarkiegrad von 60 % erzielt werden (schwarze Linie in Abbildung 1). Um den Autarkiegrad um 10 % auf 70 % (blaue Linie) zu erhöhen, müsste bei gleichem Verhältnis die PV-Anlagen- und Batteriespeichergröße mehr als verdoppelt werden.

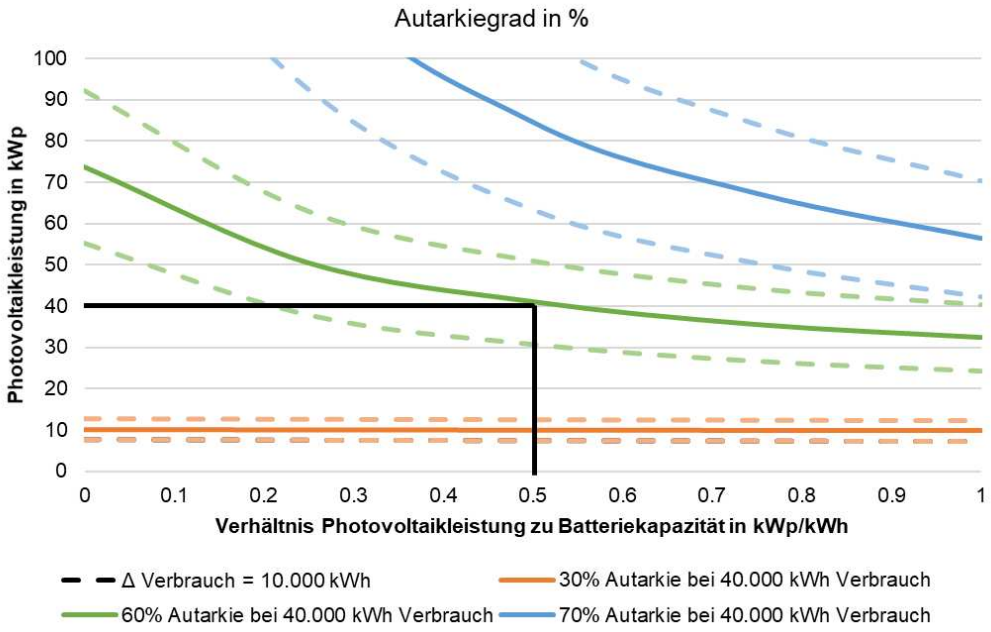


Abbildung 1: Autarkiegrad in Prozent in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikleistung in kWp, dem jährlichen Verbrauch in kWh und dem Verhältnis von Photovoltaikleistung in kWp und der verwendeten Batteriekapazität in kWh

Ausblick

Im weiteren Verlauf erfolgt eine Analyse bezüglich eines Milchviehbetriebs mit Melkroboter. Diese Ergebnisse werden anschließend mit den Erkenntnissen eines konventionellen Milchviehbetriebs verglichen. Ziel ist es, die Auswirkungen unterschiedlicher Lastprofile auf den Autarkiegrad eines Betriebs zu untersuchen und erforderliche Maßnahmen zu identifizieren. Insbesondere wird dabei der Fokus auf die Photovoltaikanlage und den Energiespeicher gelegt, mit dem Ziel, den Autarkiegrad zu steigern.

Referenzen

[7] Oesterreichischer Nationalrat. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket—EAG-Paket; BGBl. I Nr. 150/2021; Oesterreichischer Nationalrat: Vienna, Austria, 2021.
[8] BMNT und BMVIT, #mission2030: Die österreichische Klima- und Energiestrategie.
[9] Photovoltaic Austria, Hg., „Photovoltaik-Nutzung in der Landwirtschaft: Einblick in die umfangreichen Möglichkeiten der nachhaltigen Sonnenstromproduktion im Agrarsektor“, Wien, 2022.

6.3. SYSTEM-ASPEKTE DER FLEXIBILISIERUNG

6.3.1. Flexibilitätsbeitrag verschiedener Technologien im deutschen Energiesystem bis 2045

Jael SEPÚLVEDA SCHWEIGER(*)[1], Patrick JÜRGENS, Christoph KOST, Nourelden GAAFAR(*)

Inhalt

Die Energiewende sorgt für einen Paradigmenwechsel von einem grundlastbasierten zu einem flexiblen Stromsystem [1]. Die zentralen Treiber für den zunehmenden Flexibilitätsbedarf sind die Stromerzeugung durch Wind und Sonne sowie die unflexible Stromnachfrage, die gedeckt werden muss. Ziel ist eine tiefgreifende Untersuchung der Flexibilitäten in Verbindung mit dem großflächigen Ausbau und Betrieb von Photovoltaik und Onshore- bzw. Offshore-Windkraftanlagen. So sollen für ein zukünftiges System in den Jahren 2030 und 2045 die Interaktionen zwischen den verschiedenen Technologien auf der Erzeugungs-, Energiespeicher- und Nachfrageseite ganzjährlich auf stündlicher Basis analysiert werden.
Für kurzfristige Flexibilität können Batterien sowie Stromimporte und -exporte eingesetzt werden. Durch die Sektorenkopplung kann bei der Wärmebereitstellung ebenfalls ein erhebliches Lastmanagement erfolgen. Ein höherer Anteil an Flexibilität kann jedoch durch Stromaufnahme von Elektrolyseanlagen und Power-to-X-Technologien erfolgen. Während längerer Dunkelflauten können zudem flexible Backup-Gasturbinen eingesetzt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Methodik

Der stündliche Einsatz der Flexibilitäten im deutschen Energiesystem wird mit Hilfe des Modells REMod innerhalb eines Szenarios mit ausgewogenem Technologiemix untersucht [1]. Es wird die Korrelation zwischen Stromspeicher sowie Elektrolyseure und der Stromerzeugung durch Wind und Sonne sowie dem Strombedarf untersucht. Des Weiteren wird der stündliche Einsatz der Flexibilitätstechnologien in Verbindung mit der Stromerzeugung durch Wind und Sonne betrachtet und analysiert.
Neben dem Stromaustausch werden die Flexibilitäten in folgende Technologiegruppen unterschieden:

Wärmeerzeugung	Stromspeicher	Power-to-X
Zentral (z.B. in Fernwärmenetzen), Dezentral (Heizungen in Gebäuden)	Mobile Batterien, stationäre Batterien, Pumpspeicherkraftwerke	Elektrolyseure, Power-to-Gas, Power-to-Fuel

Tabelle 1: Betrachtete Technologiegruppen

Ergebnisse

Für den Flexibilitätseinsatz ist die Residuallast entscheidend, die als Differenz des zu deckenden Strombedarfs und der unflexiblen Stromerzeugung definiert ist. Es wird vorwiegend nachts und in Dunkelflauten zu wenig Strom durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien bereitgestellt. Tagsüber wird vorwiegend durch Photovoltaikmodule und an windigen Tagen durch Windenergieanlagen Strom erzeugt, der den Strombedarf zu größtenteils decken kann und häufig im Sommer zu einem Stromüberschuss führt (s. Abbildung 1). Da der Stromüberschuss weitaus höher ist als der Strommangel, werden die Flexibilitätsoptionen somit insbesondere für die Stromnutzung notwendig.

[1] Fraunhofer ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Tel +49 761 4588-0, Fax+49 761 4588-9000, https://www.ise.fraunhofer.de/

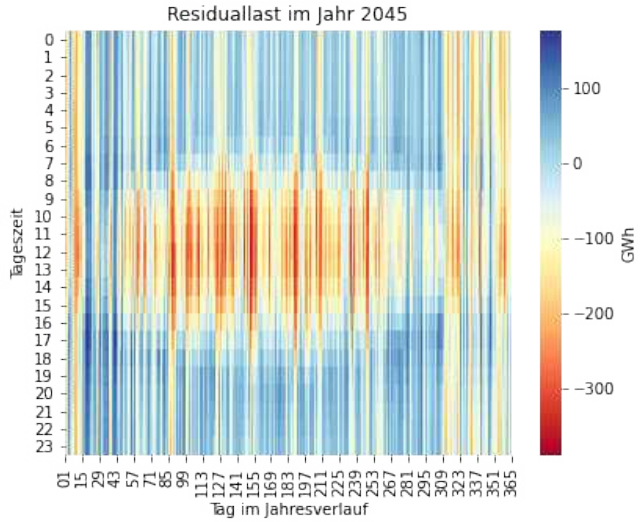


Abbildung 1: Stündlicher Jahresverlauf der Residuallast im Jahr 2045

Sämtliche untersuchten Technologien tragen in den Jahren 2030 und 2045 zur flexiblen Aufnahme des Überschussstroms bei (s. Abbildung 2). Nur der Einsatz dezentraler Wärmeversorgung ist dabei nicht saisonal. Zu beachten ist, dass vor allem der Einsatz der Power-to-X-Technologien im Jahr 2045 zunimmt. Zudem wird mehr Strom abgeregelt, da es nicht möglich ist diesen zu nutzen oder zu exportieren.

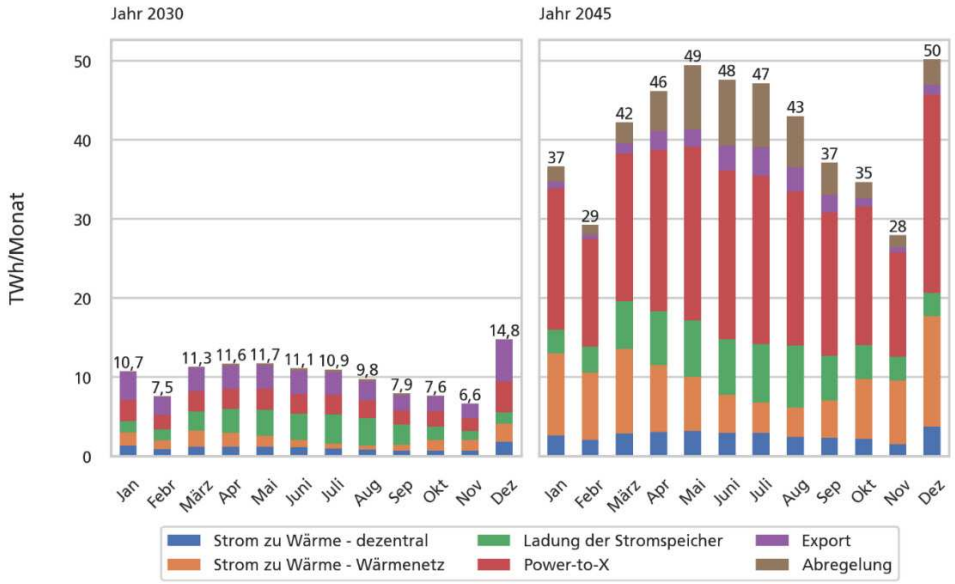


Abbildung 2: Monatlicher Flexibilitätseinsatz bei Stromüberschuss in den Jahre 2030 und 2045

In den kommenden Jahren sollte daher für eine größere Flexibilität die Kopplung von Wärmeanwendungen, Elektromobilität und Elektrolyse an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gestärkt werden.

Referenzen

[1] Fraunhofer ISE, “Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen”, Update November 2021: Klimaneutralität 2045, 2021.

[2] G. Luderer et al., “Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich,” Ariadne-Report, Okt. 2021, https://doi.org/10.48485/pik.2021.006, (Aufgerufen: 8. Februar 2023).

6.3.2. Der Einfluss des Klimawandels auf den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem der Zukunft – ein Vergleich der Auswirkungen in Österreich und Europa

Gustav RESCH[1], Florian HASENGST[2], Demet SUNA[3], Nicolas PARDO-GARCIA[4], Peter WIDHALM[5], Gerhard TOTSCHNIG[6], Franziska SCHÖNIGER[7]

Motivation

Der Übergang des österreichischen Elektrizitätssystems in eine sichere und nachhaltige Zukunft in Zeiten des Klimawandels bringt ein breites Spektrum an Herausforderungen und Chancen in die politische Debatte ein, wobei rechtzeitige Entscheidungen über den weiteren Weg von zentraler Bedeutung sind. Einerseits wird erwartet, dass sich die Energie- und insbesondere die Stromnachfrage durch neue Nachfragemuster, die durch den Klimawandel und eine verstärkte Sektorkopplung beeinflusst werden, erheblich verändern werden. Andererseits ist ein erheblicher Transformationsprozess auf der Angebotsseite erforderlich, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Sowohl in Österreich als auch in der gesamten Europäischen Union wird die Elektrizitätsversorgung auf erneuerbaren Energien (EE) beruhen, die künftig als Hauptpfeiler für eine kohlenstofffreie Elektrizitätsversorgung dienen.

Dieses Papier gibt einen Überblick über den im Rahmen des SECURES-Projekts[8] [1] verfolgten Ansatz und einige wichtige Ergebnisse. Thematisch beschreibt der Beitrag die durchgeführte Modellierung des Elektrizitätssektors mit dem analytischen Fokus auf Versorgungssicherheit, die aus der Perspektive der System-Adäquanz betrachtet wird. Der Flexibilitätsbedarf wird folglich für das zukünftige Stromsystem in Österreich sowie für ganz Europa bewertet, wobei die Auswirkungen des Klimawandels unter Berücksichtigung von Extremereignissen deutlich gemacht werden.

Methodik

Die Planung und der Betrieb von Elektrizitätssystemen werden zunehmend durch den Klimawandel beeinflusst, und die Beachtung des Einflusses meteorologischer Bedingungen hat aufgrund des steigenden Anteils wetterabhängiger EE an Bedeutung gewonnen. Das Projekt SECURES (Securing Austria's Electricity Supply in times of Climate Change) analysierte die Herausforderungen und Chancen für das Stromsystem von morgen, um eine zuverlässige, nachhaltige und kosteneffiziente Stromversorgung unter dem Klimawandel zu gewährleisten. Eine Kombination aus detaillierter Klima- und Energiesystemmodellierung und einem intensiven Stakeholder-Dialog bildete die Grundlage dafür.

Auf der Energieseite waren verschiedene Schritte erforderlich, um die Analyse des Dekarbonisierungsbedarfs und der Klimaauswirkungen auf den österreichischen Stromsektor der Zukunft im europäischen Kontext durchzuführen. Im Folgenden konzentrieren wir uns auf die Modellierung des Stromsektors als solche. Für die Modellierung wurde das Open-Source-Energiesystemmodellierungstool Balmorel [2] verwendet. Bei diesem Modell handelt es sich um ein partielles Gleichgewichtsmodell zur Analyse von Strom und Fernwärme aus einer integrierten Perspektive. In dieser Studie wurde die Grundstruktur des Modells um verschiedene Flexibilitätsoptionen erweitert. Geografisch umfasste die Modellierung Österreich und andere

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4 1210 Wien, +43 664 88964986, gustav.resch@ait.ac.at, https://publications.ait.ac.at/en/persons/gustav.resch
[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, florian.hasengst@ait.ac.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, demet.suna@ait.ac.at
[4] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, nicolas.pardo-garcia@ait.ac.at
[5] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, peter.widhalm@ait.ac.at
[6] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, gerhard.totschnig@ait.ac.at
[7] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, franziska.schoeniger@tuwien.ac.at
[8] Das Projekt SECURES wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLIEN) im Rahmen der ACRP Förderschiene gefördert, Projektnummer KR19AC0K17532

europäische Länder (d.h. die EU plus die Schweiz, Norwegen und das Vereinigte Königreich), um die Interkonnektivität des europäischen Stromsystems genau darzustellen. In zeitlicher Hinsicht wurde der Schwerpunkt auf bestimmte Jahre in der nahen (2030) und mittleren Zukunft (2050) gelegt, während die Modellierung für das ganze Jahr mit einer stündlichen Auflösung durchgeführt wurde. Das Szenariodesign konzentrierte sich darauf, zwei unterschiedliche Transformationspfade (d.h. Decarbonisation Needs (DN) vs. Reference (REF)) des Energiesektors für Österreich/Europa bis 2050 mit entsprechenden Klimaszenarien zu kombinieren. Im Fokus der Analyse stand die Versorgungssicherheit, insbesondere System-Adäquanz auf Basis einer Flexibilitätsanalyse der Residuallast (RL). Neben der Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs hat die Modellierung auch gezeigt, wie diese Flexibilität auf kosteneffiziente Weise bereitgestellt werden kann. So wurden zusätzliche Investitionen in bestimmte Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite sowie für Speicher und in begrenztem Umfang für die grenzüberschreitende Netzinfrastruktur modelltechnisch zugelassen, wobei Unterschiede zwischen den Szenarien und Jahren bestehen.

Ergebnisse

Im Folgenden geben wir einen kurzen Ausblick auf die Ergebnisse der Flexibilitätsanalyse am Beispiel Österreichs. Im Verlauf der Präsentation und des Papiers wird ein Vergleich hinzugefügt, wie sich die Situation in Österreich im Vergleich zu ganz Europa unterscheidet.

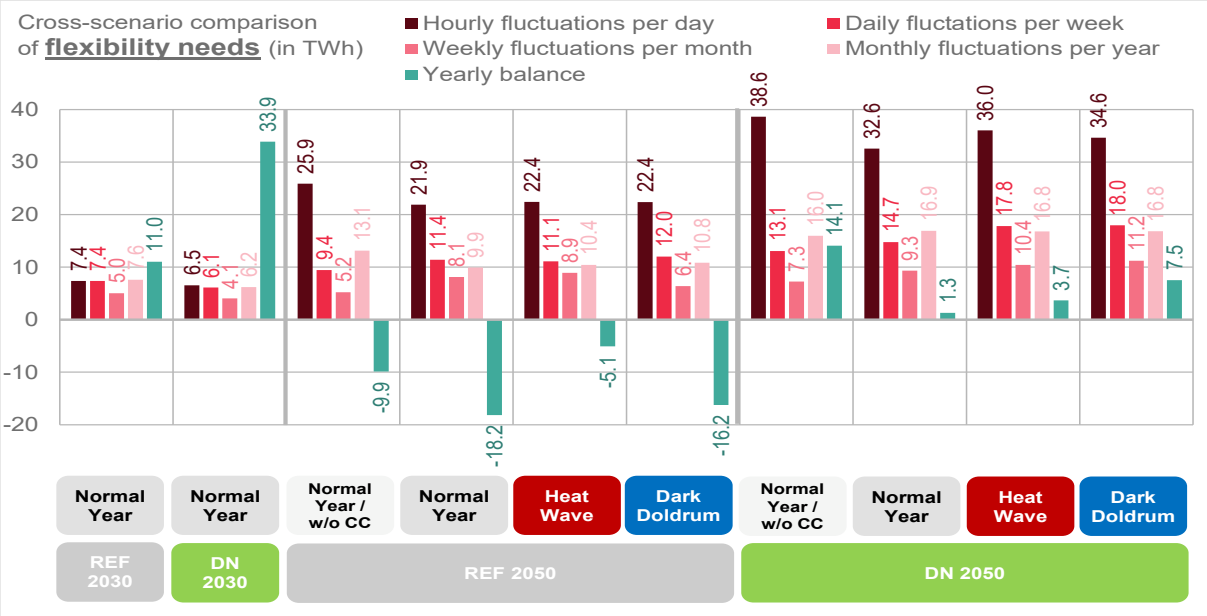


Abbildung 1: Szenarienvergleich des Flexibilitätsbedarfs, aufgegliedert nach verschiedenen Zeitperioden, in Österreichs Stromsystem der Zukunft (2030 und 2050). Quelle: [1]

Abbildung 1 erlaubt den Vergleich des ermittelten Flexibilitätsbedarfs für Österreich, aufgeschlüsselt nach Zeiträumen für alle untersuchten Szenarien und Jahre (2030, 2050). Ein starker Anstieg des Flexibilitätsbedarfs ist festzustellen, wenn man die Jahre 2030 und 2050 vergleicht, sowie mit zunehmenden Dekarbonisierungsambitionen (DN vs. REF). Bei der mittel- bis langfristigen Flexibilität steht der Anstieg im Einklang mit dem Nachfragewachstum. Die kurzfristige Flexibilität nimmt jedoch schneller zu - hier spielt der erhebliche Einsatz variabler EE eine Schlüsselrolle. Des Weiteren offenbart die Modellierung die folgenden Muster bei der entsprechenden Bereitstellung von Flexibilität:

- Demand Response in Haushalten, Dienstleistungen und Industrie sowie in der E-Mobilität trägt zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen in der RL bei.
- Batterien zeigen ein ähnliches Muster wie flexible Verbraucher und helfen bei der Bewältigung massiver kurzfristiger Schwankungen, insbesondere unter dem DN-Pfad. Sie sind bei extremen Wetterereignissen wie Hitzewellen ein wesentlicher Aktivposten.
- Speicherwasserkraft und Pumpspeicher ermöglichen eine flexible Nutzung in allen Zeitbereichen. Die Nutzungsmuster zeigen, dass der Beitrag von Pumpspeichern typischerweise kurz- bis mittelfristig höher ist, während für Wasserspeicher der gegenteilige

Trend gilt, der dazu beiträgt, saisonale Ungleichgewichte und die Jahresbilanz von RL auszugleichen. Beide sind für die Bewältigung extremer Wetterereignisse von Bedeutung.

- Der grenzüberschreitende Stromaustausch bleibt eine zentrale Flexibilitätssäule im zukünftigen Strommarkt Österreichs, sowohl um Überschüsse zu nutzen als auch um Defizite auszugleichen. In modellierten Jahren mit extremen Wetterereignissen ist der Beitrag jedoch geringer als bei normalen Wetterlagen.
- Wärmespeicher und H2-Speicher sind wesentliche Systemkomponenten eines dekarbonisierten Energiesystems. Insbesondere H2-Speicher ermöglichen einen flexiblen und systemschonenden Betrieb von H2-Elektrolyseuren, die ihrerseits dazu beitragen, den Flexibilitätsbedarf auf verschiedenen Zeitskalen und bei kritischen Wetterextremen zu decken.

Danksagung

Das Projekt SECURES wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLIEN) im Rahmen der ACRP Förderschiene gefördert, Projektnummer KR19AC0K17532. Wir bedanken uns für die finanzielle Unterstützung.

Referenzen

[1] Schöniger, F., Resch, G., Suna, D., Formayer, H., Pardo-Garcia, N., Hasengst, F., Totschnig, G., Maier, P., Leidinger, D., Nadeem, I. & Widhalm, P. (2023): Securing Austria's Electricity Supply in times of Climate Change; Final report of the ACRP12 project SECURES (2020-2023). www.secures.at.

[2] Hans Ravn, ‘The Balmorel Model Structure’, June 2016, http://balmorel.com/images/downloads/model/BMS303-20160907.pdf.

6.3.3. Modellierung des Wärmesektors und dessen Flexibilität für Simulationen gekoppelter Energiesysteme

Natalia LUNA-JASPE(*)[1], Sebastian KOLB, Jürgen KARL, Kevin-Martin AIGNER

Motivation

Der Wärmesektor ist einer der größten Energieverbraucher Deutschlands und noch stark von fossilen Energieträgern abhängig [1]. Daraus ergibt sich großes Potential zur Emissionsreduktion zur Erreichung der Klimaziele durch die Defossilisierung des Wärmesektors durch Sektorenkopplung und erneuerbare Gase. Der Wärmesektor und dessen Transformation stellen große Herausforderungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene dar. Ebenso bietet er großes Potential zur Flexibilisierung des Energiesystems, beispielsweise durch den Einsatz von Wärmespeichern oder die energetische Sanierung von Gebäuden und die Nutzung der thermischen Gebäudemasse als Energiespeicher. Um diese Potentiale zu analysieren und zu bewerten, unter welchen Bedingungen diese genutzt werden können, stellen Simulationsmodelle die Möglichkeit dar, verschiedene Szenarien der Entwicklung des Energiesystems hinsichtlich Emissionen, Kosten, notwendiger Infrastrukturentwicklung, etc. zu vergleichen.

Im Forschungsprojekt ESM-Regio wird dafür ein Energiesystemmodell für die simulationsgestützte Optimierung des Betriebs und die übergreifende Analyse regionaler, gekoppelter Energiesysteme entwickelt. Die Simulation basiert auf detaillierten Sektorenmodellen, die über einen gemischt-ganzzahligen linearen Optimierer gekoppelt sind. So wird der Betrieb des Systems unter Berücksichtigung der Flexibilitäten aller Sektoren räumlich und zeitlich hochaufgelöst simuliert und optimiert.

Modellierungsansatz

Unterschiedliche Entwicklungspfade des Wärmesektors (Technologiemix) sowie Flexibilitätsoptionen werden analysiert. Hierbei wird das Potential zur Entlastung bzw. zum netzdienlichen Betrieb der zukünftigen Stromnetze analysiert. Im agentenbasierten Modell des Wärmesektors werden unterschiedliche Wärmeverbraucher (Wohngebäude, Gewerbe und Industrie) modelliert und in Abhängigkeit von Szenarien mit unterschiedlichen Technologie- und Anlagemodellen kombiniert, um Gas- bzw. Stromnachfragen zu simulieren. Um die Überlastung des Netzes zu vermeiden, wird der Betrieb des gesamten Energiesystems optimiert. Dafür werden Flexibilitätsoptionen aller Sektoren berücksichtigt. Die Flexibilisierung der Wohngebäude wird sowohl durch die Annahme des Ausbaus thermischer Speicher als auch durch die Nutzung der thermischen Gebäudemasse modelliert. Die Flexibilisierung durch die thermische Gebäudemasse wird über eine Energiebilanz der Gebäude modelliert. Diese berücksichtigt die Wärmeverluste des Hauses in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur sowie die Speicherung von Wärme im Haus. Mit definierten Temperaturgrenzen für einen zulässigen Temperaturbereich wird mithilfe dieser Energiebilanz ein mögliches Flexibilitätsband des Hauses definiert. Wärmenachfragen aus Wohngebäuden sind auf Basis der erweiterten Gebäudezensusdaten modelliert. Der Gebäudebestand ist in 20 definierte Gebäudetypen

1 Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Fürther Str. 244f 90429 Nürnberg, +49 (0)911 5302 99383, +49 (0)911 5302 99030, natalia.luna-jaspe@fau.de, https://www.evt.tf.fau.de
2 Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Fürther Str. 244f 90429 Nürnberg, +49 (0)911 5302 99028, +49 (0)911 5302 99030, sebastian.kolb@fau.de, https://www.evt.tf.fau.de
3 Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Fürther Str. 244f 90429 Nürnberg, +49 (0)911 5302 99021, +49 (0)911 5302 99030, juergen.karl@fau.de, https://www.evt.tf.fau.de
4 Department of Data Science, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Cauerstr. 11 91058 Erlangen, +49 (0)9131 85-67185, kevin-martin.aigner@fau.de, https://www.datascience.nat.fau.eu/research/groups/ouda/members/kevin-martin-aigner

kategorisiert, um die Abhängigkeit der Wärmenachfragen von Gebäuden von Typ, Größe und Baujahr möglichst realitätsnah zu beschreiben. Die räumliche bzw. netzbezogene Zuordnung der Energieträgernachfragen erfolgt durch die Kombination der Gebäudezensusdaten mit Netzanschlussdaten des Energieversorgers. Abbildung 1 zeigt die schematische Darstellung des Modells der Wohngebäude. Die Wärmenachfrage aus Gewerbe und Industrie ist anhand realer Gasverbrauchsdaten und branchenspezifischen generischen Profilen für die Wärmenachfrage aus dem EU-Projekt Hotmaps [2] modelliert.

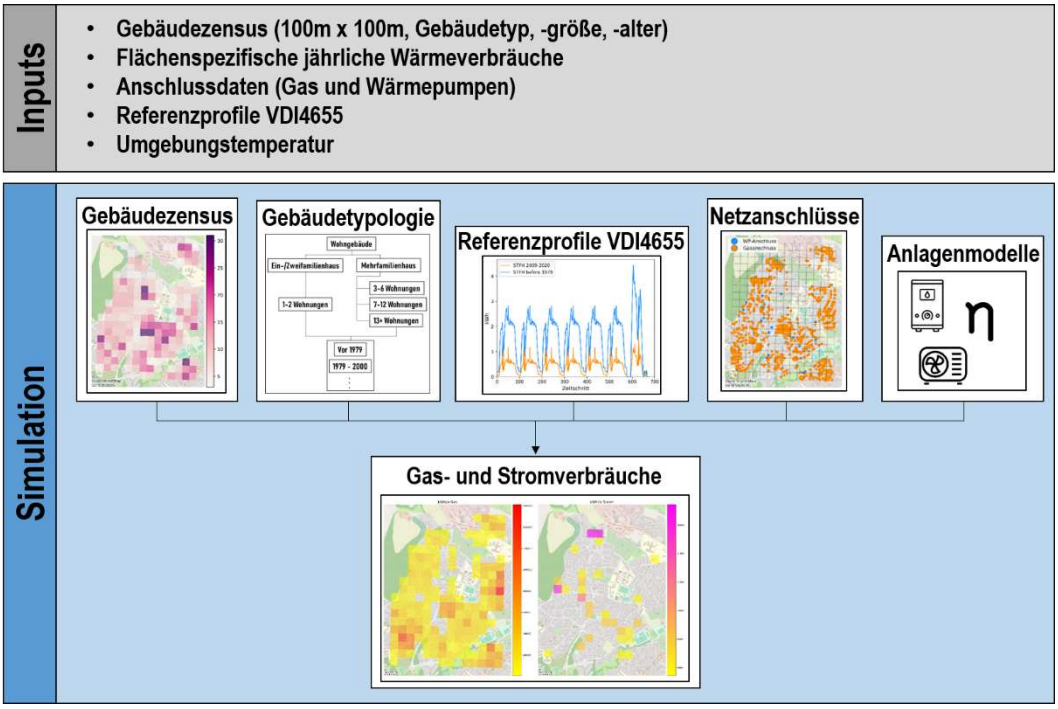


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Modellierung des Wohngebäudesektors

Ergebnisse

Dieser Beitrag beschreibt den Ansatz der Modellentwicklung des Wärmesektors im Referenzszenario sowie der Flexibilitäten der Wohngebäude in zukünftigen Szenarien. Hierfür werden auch erste Ergebnisse der Optimierung des Wohngebäudesektors präsentiert.

Die Validierungsergebnisse mit realen Daten zeigen, dass die Gas- und Stromverbräuche der Region im Jahr 2019 gut simuliert werden. Beim Gasverbrauch zeigt sich eine Abweichung von 1.72%. Beim Stromverbrauch von Wärmepumpen ergibt sich eine Abweichung von 14.42%. Die Validierung der simulierten Wärmenachfragen wird anhand von Literaturdaten mit den vom Hotmaps Project [3] für die Region berechneten Wärmenachfragen durchgeführt und ergibt eine Abweichung von 4.25%. Die Validierung des Gasverbrauchs aus Gewerbe und Industrie ergibt eine Unterschätzung durch die Simulation von 10.23%.

Der zeitliche Verlauf der modellierten Wärme- und Energieträgernachfragen wird anhand des gemessenen Gesamtverbrauchs an Gas validiert. Die Validierungsergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen der simulierten und gemessenen Zeitreihe mit einer Abweichung im Mittelwert (gemessen 94.91 MWh) von 2.5% sowie Abweichungen von 5.82 MWh im Minimum und 16.82 MWh im Maximum. Der Root-Mean-Square-Error beträgt 0.70 MWh.

Referenzen

[1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.v., “Statusreport: Wärme,” 2023.
[2] Hotmaps Project, “Hotmaps load_profile.” [Online]. Available: https://gitlab.com/hotmaps/load_profile.
[3] Hotmaps Project, “Hotmaps Toolbox.” https://www.hotmaps.eu/map.

6.3.4. Autonome KI für zellulare Energiesysteme mit zunehmender Flexibilität durch Sektorenkopplung und verteilte Speicher

Lars QUAKERNACK[1], Jens HAUBROCK, Michael KELKER, Thomas REISINGER, Stefan WILKER, Wenyan YE, Ping ZHANG, Stephan RÖHRENBECK, Stefan ÜBERMASSER

Motivation

Die Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätssektoren sowie der Ausbau erneuerbarer Energieanlagen erfordern den Aufbau eines europäischen zellularen Energiesystems mit dezentralen Anlagen. Dies soll hohe Versorgungssicherheit bei erneuerbaren Energien gewährleisten. In Deutschland gibt es bereits erste Energiezellen, die erneuerbare Energie innerhalb einer Zelle optimieren [1], aber es fehlt ein effizientes Energiemanagement im Niederspannungsbereich für die Steuerung der Zellen, basierend auf Vorhersagen und dem Austausch mit anderen Zellen.

Zielsetzung

In dem Projekt sollen Zelloptimier/Zellmanager-Algorithmen, basierend auf künstlicher Intelligenz sowie Ansätzen des maschinellen Lernens, entwickelt und validiert werden. Zudem sollen deren Einsatzmöglichkeiten auf den unteren zellularen Ebenen, d.h. der Strang-Energiezelle und der übergeordneten Niederspannungsnetzzelle, demonstriert werden. Da konventionelle Optimierungsmethoden aufgrund der hohen Komplexität der Optimierungsaufgabe und den daraus resultierenden rechnerbezogenen Einschränkungen nicht ausreichend skalieren, wird hier ein KI basierter Ansatz verfolgt. Auch für Vorhersagen haben sich KI/ML Methoden bewährt. Aufgrund der geringen Anzahl an zugänglichen Messdaten auf den unteren Energiezell-Ebenen wird zudem ein digitaler Zwilling dieser Ebenen erstellt [2] und genutzt, um eine ausreichende Datenbasis für den KI-Zelloptimierer zu generieren. Diese digitale Lösung, die KI-/ML-Ansätze für ein effizientes Energiemanagement von einer Vielzahl an u.a. Energiespeichern in Form eines Zellmanagers mit einem digitalen Zwilling der unteren Energiezell-Ebenen kombiniert, spielt eine Schlüsselrolle für die Energiewende, da sie eine effiziente Steuerungskomponente für das zukünftige europäische hierarchische zellulare Energiesystem darstellt [3]. Zahlreiche dezentralisierte Zellen bilden hierbei ein marktgetriebenes System, das alle Hierarchieebenen von einzelnen Gebäuden über regionalen Bezirken bis hin zu den Übertragungsnetzen für Elektrizität, Gas und Wärme umfasst. Sektorenkopplung durch Power-to-X-Technologien und Batteriespeichersysteme steigert dabei die Flexibilität in den zellularen Systemen. Durch die lokale Optimierung innerhalb eines Niederspannungsnetzes unter Beachtung der lokalen Flexibilität, sollen Netzengpässe vermieden und damit ein höherer Anteil an erneuerbaren Energien in allen Sektoren eingesetzt werden. Gleichzeitig soll die Versorgungs-sicherheit durch aktiven Leistungsausgleich sowie die Vermeidung von Netzüberlastungen gewahrt werde. Zudem erlaubt das System lokal ein effektives Management der vorhandenen Energie und der Austausch mit benachbarten Zellen wird planbar und kann zu ökonomischen Vorteilen für Gemeinschaften und Endkonsumenten führen.

[1] Hochschule Bielefeld, Interaktion 1, 33619 Bielefeld, Deutschland, +49.521.106-70341, lars.quakernack@hsbi.de
[2] Stadtwerke Bielefeld GmbH, Schildescher Straße 16, 33611 Bielefeld, Deutschland, +49152 01543896 michael.kelker@stadtwerke-bielefeld.de
[3] TU Wien, Institut für Computertechnik, Gußhausstraße 27-29, 1040, Wien, +4315880138460, stefan.wilker@tuwien.ac.at
RPTU Kaiserslautern-Landau, Erwin-Schrödinger-Straße 52, 67663 Kaiserslautern, +496312054457, wenyan.ye@rptu.de
Voltaris GmbH, Voltastraße 3, 67133 Maxdorf, +49 6237 935-424, stephan.roehrenbeck@voltaris.de
AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Vienna, Austria, +43 50550-6275, stefan.uebermasser@ait.ac.at

Konzept

In dem entwickelten Konzept wird ein reales, strahlenförmiges Niederspannungsnetz (NS-Netz) modelliert. Die jeweiligen Stränge unterscheiden sich durch eine unterschiedliche Anzahl von Haushalten und Gewerbe sowie P2X-Technologien. Für jede P2X-Technologie werden Prognosemodelle und Steuerungsalgorithmen entwickelt, sodass eine prädiktive Steuerung möglich ist. Die hierarchisch untersten Zellmanager der Ebene 1 (ZM1) fassen einen Strang als überschaubares System zusammen und beinhalten in Summe eine signifikante Anzahl an Flexibilitäten. Daraus ergibt sich für jeden Strang ein ZM1, die alle einem übergeordneten Zellmanager der Ebene 2 (ZM2) zugeordnet sind. Über den ZM2 wird der Flexibilitätsaustausch zwischen den ZM1 geregelt. Der Freiheitsgrad des ZM1 wird vom ZM2 über ein Ampelsystem gesteuert. Dieses umfasst drei Stufen: rot = Netztrennung; gelb = Vorgaben innerhalb definierter Grenzen; grün = keine Vorgaben.

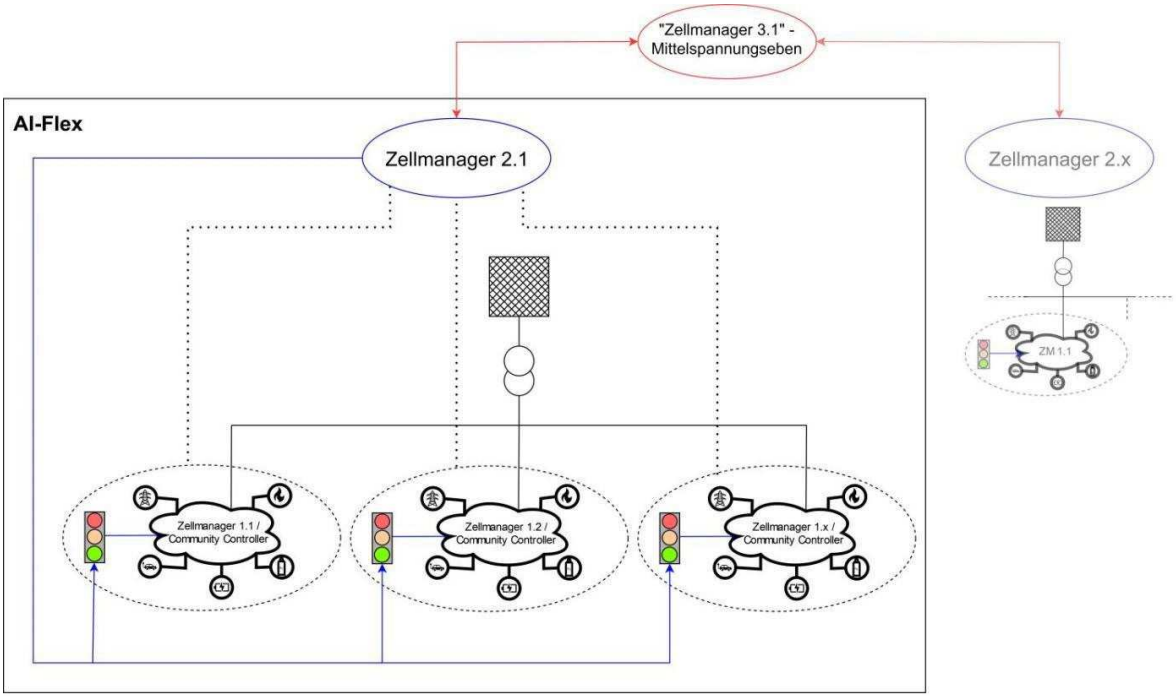


Abbildung 1: Schematische Abbildung des Konzeptes.

Zellmanager 1

Im ZM1 werden KI unterstützte Prognosen aller Erzeuger und Lasten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power2Gas, Batteriespeicher) eines Stranges durchgeführt und zusammengefasst. Auf Basis derer, können die relevanten Anteile der verschiedenen Flexibilitäten ermittelt werden. Mit diesen Daten wird daraufhin ein „Fahrplan“ zur Erreichung eines lokalen Optimierungsziels (z.B. Auslastung der Zuleitung) erstellt. Dieser prognosebasierte „Fahrplan“ wird dann an den ZM2 gesendet.

Zellmanager 2

Der ZM2 hat die Aufgabe, die Flexibilitäten zwischen den einzelnen ZM1 auszutauschen und Überlastungen zu erkennen. Dazu summiert dieser die einzelnen Prognoseprofile vom ZM1 auf. Danach entscheidet er, welche positiven und negativen Flexibilitäten innerhalb der ZM1 ebene ausgetauscht werden müssen und entscheidet die Ampelphase (Grün=keine Steuerung notwendig; Gelb=Steuerung innerhalb gegebener Grenzen; Rot=Abschalten). Das Flexibilitätssignal wird wieder an den ZM1 gesendet, der seine Prognose als auch seinen „Fahrplan“ anpasst.

Referenzen

[1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: „Zellulares Energiesystem“, Frankfurt am Main, Mai 2019

[2] L. Wright, S. Davidson, “How to tell the difference between a model and a digital twin,” Adv. Model. and Simul. in Eng. Sci., vol. 7, no. 1, p. 13, 2020, doi: 10.1186/s40323-020-00147-4.

[3] „Dena-Studie Systemsicherheit 2050“, Deutsche Energie-Agentur (dena,), 2020

6.4. FLEXIBILITÄT UND DEMAND RESPONSE

6.4.1. Multi-Use-Case-Logik der Flexibilitätsbeschaffung

Sarah FANTA(*)[1], Ksenia TOLSTRUP[2], Markus RIEGLER[3], Lukas OBERNOSTERER, Christina WIRRER

Inhalt

Die Bereitstellung von Flexibilität für Systemdienstleistungen und Strommärkte im Allgemeinen wird weithin als entscheidend für das zukünftige, stark vernetzte Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien angesehen. Dennoch gibt es bisher nur wenig Forschung, die sich damit befasst, 1) wie die Beschaffung von Flexibilität am besten operationalisiert werden kann und 2) wie die begrenzten Flexibilitätsressourcen angesichts der steigenden Systemanforderungen effizienter genutzt werden können.

Die Grundidee zur Beantwortung der letzteren Frage ist, dass sowohl Flexibilitätsdienstleister (FSPs) als auch Netzbetreiber davon profitieren können, wenn sie dieselbe flexible Ressource für mehrere Dienstleistungen und/oder Märkte, bzw. Anwendungsfälle zur Verfügung stellen können.

Im Projekt DigIPlat[4] liegt der Fokus der Untersuchungen auf Balancing- und Redispatch-Dienstleistungen, sowie auf dem Intraday-Markt am Beispiel Österreichs. Um mögliche Kombinationen von Dienstleistungen und/oder Märkten zu analysieren, vergleichen wir Drei Arten der Flexibilitätsbeschaffung: a) sequenziell, b) parallel und c) kombiniert. Diese verschiedenen Beschaffungsoptionen vergleichen und analysieren wir basierend auf verschiedenen Kriterien und Designfragen. Die Ergebnisse zeigen, dass die vielversprechendste Option sowohl aus Sicht der Praktikabilität als auch des Implementierungsaufwands eine Mischung aus sequenziellem Redispatch- und Balancing-Märkten, gefolgt von einem parallelen Intraday-Markt gekoppelt mit der Beschaffung von Rest-Redispatch, wäre.

Im Hinblick auf die erste Frage untersuchen wir, unter Annahme der Umsetzung des identifizierten vielversprechendsten Use-Cases, wie die Beschaffung von Flexibilität, unter Berücksichtigung der Einbindung kleinerer technischer Einheiten, über eine Flexibilitätsplattform organisiert werden könnte. Dazu erarbeiten wir einen detaillierten Prozess, welcher die Interaktion von FSPs, Flexibilitätsplattform und den jeweiligen Märkten, unter Berücksichtigung der Multi-Use-Case-Logik, abbildet.

Methodik

Basierend auf den wichtigsten Lehren aus relevanten Praktiken in verschiedenen europäischen Ländern, und dem aktuell gültigen rechtlichen Rahmen, entwickeln wir drei verschiedene Ansätze zur Kombination von Dienstleistungen und/oder Märkten: a) sequenziell, b) parallel und c) kombiniert. Diese drei Varianten der Flexibilitätsbeschaffung bzw. Marktkombination werden basierend auf verschiedenen Kriterien, wie z. B. der erwarteten Liquidität oder dem Gamingpotenzial, analysiert und verglichen. Darüber hinaus betrachten wir andere relevante Designfragen, wie z. B. Auswirkungen auf die Regeln für die Gebotsabgabe, die Preisgestaltung im Portfolio und die Frage, ob verschiedene Flexibilitätsdienstleistungen derselben flexiblen Ressource zu unterschiedlichen Gebotspreisen angeboten werden können. Auf Grundlage dieser Analyse führen wir eine vierte Möglichkeit der Marktorganisation, einen „hybriden Ansatz“ ein. Diesen hybriden Ansatz untersuchen wir genauer, durch die Erarbeitung eines detaillierten Prozesses, welcher die Interaktion von FSP,

[1] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Vienna, Austria, +43 664 78588378, sarah.fanta@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[2] Magnus Energy, Gooimer 5-39, 1411 DD in Naarden, The Netherlands, www.magnusenergy.com
[3] Austrian Power Grid, IZD-Tower, Wagramer Str. 19, 1220 Vienna, Austria, www.apg.at
[4] Das DigIPlat-Projekt wurde im Rahmen der gemeinsamen Programmplanungsinitiative ERA-Net Smart Energy Systems mit Unterstützung des Forschungs- und Innovationsprogramms Horizont 2020 der Europäischen Union unter der Fördervereinbarung Nr. 883973 gefördert.

Flexibilitätsplattform und den jeweiligen Märkten, unter Berücksichtigung der Multi-Use-Case-Logik, abbildet.

Ergebnisse

Mittels unserer Analyse identifizieren wir zwei verschiedene Ansätze zur Erreichung einer produktübergreifenden Integration: die Verknüpfung und Weiterleitung von produktspezifischen Flexibilitätsgeboten, sowie die Produktharmonisierung. Es zeigt sich, dass eine vollständige Produktharmonisierung zur effizienten Ausgestaltung einer Multi-Use-Case-Logik nicht unbedingt erforderlich ist.

Des Weiteren ziehen wir den Schluss, dass die vielversprechendste Option sowohl unter dem Gesichtspunkt der Praktikabilität als auch des Implementierungsaufwandes eine Mischung aus sequenziellem Redispatch und Balancingmärkten wäre, die durch einen parallelen Intraday-Markt und die Beschaffung des verbleibenden Rest-Redispatch im Intraday Zeitsegment ergänzt wird.

Neben der Marktorganisation und der Wahl der Anwendungsfälle wirken sich auch andere Aspekte auf die Effizienz des gewählten Prozessdesigns aus. Erstens wird sich die Frage, ob ein FSP dasselbe Gebot auf verschiedenen Märkten mit unterschiedlichen Preisinformationen abgeben darf, ebenso auf seine Anreize auswirken wie unterschiedliche Preisbildungsregeln für verschiedene Leistungen (kostenbasiert, pay-as-bid, marginal). Zweitens bedarf es beim Konzept der Gebotsverknüpfung, bei dem mehrere Gebote auf dieselbe Flexibilitätsressource verweisen, eines zusätzlichen Mechanismus, welcher die Vermeidung einer doppelten Aktivierung der Ressource sicherstellt. Drittens wäre der Mittelweg zwischen gleichen und unterschiedlichen Ressourcen, die für die verschiedenen Anwendungsfälle genutzt werden, die Möglichkeit von überlappenden Flexibilitätspools. Dies bedeutet, dass einige der technischen Einheiten in einem Pool für mehr als einen Flexibilitätsdienst genutzt werden können. Dies würde zwar die Entwicklung neuer Präqualifizierungs- und Verifizierungskonzepte erfordern, aber die Integration von technischen und Produktanforderungen vereinfachen.

Generell ist es für alle Organisationsmodelle entscheidend, wertvolle Flexibilität nicht von den Märkten auszuschließen, wenn diese nicht alle Leistungen erbringen kann. Das heißt, es ist wichtig, den FSPs die Wahl zu lassen, ob sie ihre Flexibilität am Anfang der Prozesskette bereitstellen oder nur ein Angebot auf einem bestimmten Markt abgeben wollen - mit oder ohne Einbindung der Flexibilitätsplattform.

6.4.2. Engagement und Co-Creation - bedürfnisangepasste Demand-Response-Methoden

Theresa Haydn(*)[1]

Motivation und Ziel

Ein Strommarkt in der Hand von Bürgerinnen und Bürgern. Das ist ein zentrales Element, um eine soziale und demokratische Energiewende zu schaffen. Dabei gilt es nicht nur neue Energiemanagementformen, wie EEGs (Erneuerbare Energiegemeinschaften), oder neue Technologien, wie Apps für *demand response*, zu etablieren. Vielmehr sind neue Maßnahmen und Instrumente auszuprobieren, die bedürfnisangepasst und zusammen mit Bürger:innen entwickelt werden.

Das Forschungsprojekt serve-U [1] zielt genau darauf ab. Hier wurde eine App als Funktionsmuster entwickelt und im Rahmen simulierter Energiegemeinschaften validiert. Die Idee ist es, neue Gewohnheiten im Umgang mit Strom zu erlernen, indem der Stromverbrauch an das Stromdargebot aus fluktuierender Erzeugung angepasst wird (*demand response*). Darüber hinaus sollen dadurch auch Interesse an und Akzeptanz für automatische Lastverschiebung und Flexibilitätstechnologie erhöht werden.

Die serve-U App erstellt auf Basis meteorologischer Erzeugungs- und KI-basierter Verbrauchsforecasts [2] Handlungsempfehlungen, wie durch Lastverschiebung die Strombilanz der Community [3] verbessert werden kann. Diese Handlungsempfehlungen werden über die App an Teilnehmer:innen ausgespielt.[4]

Im Rahmen der Funktionsvalidierung standen zwei wissenschaftliche Fragestellungen im Untersuchungszentrum:

3) Wie können Nutzer:innen aktiviert werden, an der Funktionsvalidierung der App teilzunehmen? (*engagement*)
4) Wie können die Funktionen der App an die Bedürfnisse von Nutzer:innen angepasst werden? (*Co-Creation*)

Methodik

Für die Aktivierung von Teilnehmer:innen wurde sowohl auf digitale als auch auf analoge Formen zurückgegriffen. Es wurden unterschiedliche Kanäle gewählt z.B. Information über Newsletter, Video [5], Social Media, Akquirierung auf Veranstaltungen. Ziel war es ein möglichst breites Nutzer:innen-Spektrum zu erreichen.

Um anhand der Bedürfnisse und Erfahrungen der Nutzer:innen die App gemeinsam weiterzuentwickeln, wurde zum einen eine Feedback-Funktion direkt in der App eingerichtet. So konnten die Nutzer:innen unmittelbar ihre Ideen und Verbesserungsvorschläge äußern. Zum anderen fanden mehrere Co-Creation-Workshops statt, in denen die Nutzer:innen ihre Erfahrungen mit anderen Nutzer:innen und mit dem Entwicklungsteam persönlich austauschen und besprechen konnten.

Die Funktionsvalidierung fand in zwei Phasen, im März und November 2023, statt. Die Ergebnisse des ersten Durchgangs führten zu wesentlichen Nachbesserungen der App bzgl. Gestaltung und Aufbereitung der Handlungsempfehlungen und der Feedback-Möglichkeiten sowie des Onboarding-Prozesses.

Ergebnisse

Das *engagement* von Nutzer:innen zur Funktionsvalidierung und Co-Creation der App bedurfte großen Anstrengungen. Deutlich wurde, dass sich trotz unterschiedlicher Herangehensweisen und wiederholtem Ansprechen verschiedener Zielgruppen vor allem Personen engagiert haben, die bereits

[1] OurPower Energiegenossenschaft SCE mbH, Lindengasse 65/6, 1070 Wien, +43 660 100 90 42, info@ourpower.coop, https://www.ourpower.coop

ein breiteres Wissen für Energiethemen haben und technisch versiert sind. Daher gilt es weiterhin herauszufinden, welche Motivatoren angesprochen werden müssen, um ein breiteres Nutzer:innen-Spektrum zu erreichen.

Die aktive Teilnahme am Co-Creation-Prozess hing maßgeblich von der *User Experience* ab, z.B. nachvollziehbare Aktionen/Handlungsempfehlungen zur Lastverschiebung, Aufbereitung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, Interaktionsmöglichkeit innerhalb der Community, spielerische und intuitive Gestaltung der Funktionen.

Die vollständige Auswertung der Ergebnisse wird zur Konferenz vorliegen.

Diese Arbeit wurde im Zuge des Projektes „serve-U“ (FFG Nr. 881164) vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Referenzen

[1] M. Schmidthaler, „serve-U Forschungsprojekt zu Prognose und Verbrauchsoptimierung in Energiegemeinschaften“, https://serve-u.at/ (Aufgerufen 30.11.2023).
[2] W. Traunmüller, „Energiemeteorologie – Wetterprognosen für Energiegemeinschaften“. IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).
[3] G. Chasparis, „Predictive Modeling for Flexibility Load Forecasting in Prosumer Communities“. IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).
[4] L. Gaisberger, „Verbrauchsoptimierung in Energiegemeinschaften durch Handlungsempfehlungen“, IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).
[5] OurPower Energiegenossenschaft SCE mbH, "Jetzt teilnehmen! Nutze mit serve-U Strom effizienter." YouTube, https://www.youtube.com/watch?v=HO_N03abM-w (Aufgerufen 28.11.2023).

6.4.3. A Reinforcement Learning Demand Response Model considering Demand Elasticity during high Electricity Prices in Germany

Jawana GABRIELSKI(*)[1], Eduardo SALAZAR[2], Ulf HÄGER[3], Mauricio SAMPER[4]

Introduction

German electricity market prices have experienced sharp fluctuations over the last decade. Especially the Ukrainian war had a significant impact on electricity prices; moreover, the outage of nuclear power plants in France also affected them. Consequently, these increases are reflected in the electricity prices for users, even provoking changes in demand behavior to avoid high costs. This can be used to investigate the price elasticity of the load, which gains a raising importance with regard to the energy transition and the need of flexibility. To leverage these effects innovative tools capable of formulating new prices according to both price and demand behavior are required.

These tools will be able to maximize benefits for both users and energy providers. In this sense, these behavioral changes resulting by higher prices are taken as a reference to obtain denotive elasticity values. Therefore, this paper proposes an intelligent demand response model based on prices, allowing the determination of both real-time prices and a time-of-use pricing schemes. With these prices, a quantitative comparison is made between the current option versus the proposed model. For the price formulation, a reinforcement learning method is used, which obtains prices that maximize benefits for both users and energy marketers, considering an environment of uncertainties. Thus, it is demonstrated that the proposed pricing based on artificial intelligence is suitable for price formulation compared to other options.

Objective

To incentivize demand response, an improved price formulation is proposed, which is applied to German residential electricity data. For this, an intelligent model based on real-time prices is designed, considering elasticity and maximizing benefits for both users and electricity providers. For the formulation of optimal prices, this work uses a novel adaptive artificial intelligence tool, under reinforcement learning, in an environment of uncertainty both in energy consumption and in electricity supply prices.

Methodology

In this work, a group of residential users from the openMeter project, located in Germany as well as average German customer prices are taken as the basis. In addition, the user elasticity obtained from an elasticity analysis for the year 2021-2022 is used. The users' demand has been considered shiftable, i.e., it can be modified in response to price variations over a given period. Therefore, the demand can be modified within the set maximum and minimum limits. The energy provider can increase or decrease the price of energy to influence users' consumption. The reinforcement learning approach is used for price formulation, focusing on object-oriented learning from the interaction between an agent (aggregator or service provider) and its environment (users' consumption). This allows extracting more information about users compared to other approaches within machine learning. Specifically, for a learning agent, actions to be taken are not established; instead, actions that produce the greatest reward are determined through trial and error [1], [2], [3]. This is essential as the agent's goal is to maximize the

[1] TU Dortmund, ie3, Emil-Figge-Straße 70 44227 Dortmund, +49 231 4451, jawana.gabrielski@tu-dortmund.de, www.ie3.etit.tu-dortmund.de/institute/team/jawana-gabrielski
[2] National University of San Juan (UNSJ), Libertador General San Martin Avenue 1109, esalazar@iee.unsj.edu.ar
[3] TU Dortmund, ie3, Martin-Schmeißer-Weg 4-8 44227 Dortmund, +49 231 2394, ulf.haeger@tu-dortmund.de, www.ie3.etit.tu-dortmund.de/institute/team/dr-ing-ulf-haeger
[4] National University of San Juan (UNSJ), Libertador General San Martin Avenue 1109, msamper@iee-unsjconicet.org

reward. For this, it is necessary to define the agent's actions and the variables that make up the environment. Thus, the reward comprises mutual benefits between users and service providers. On the one hand, the model seeks to maximize the electricity provider's earnings, i.e., the utility resulting from the buying and selling of energy within the wholesale market [4], [5]. However, on the other hand, the user should benefit from the variation in consumption. Finally, a comparison is made between the resulting price from the proposed methodology and the selling price to users.

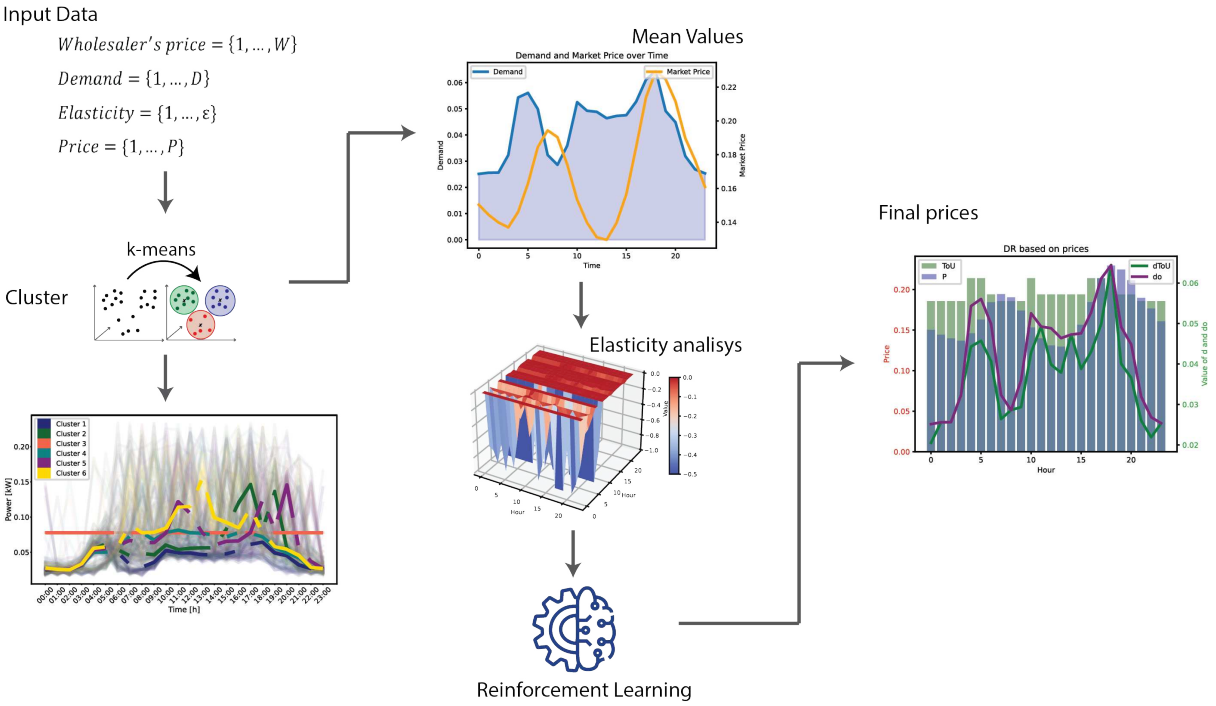


Figure 1: Methodological Framework

Results and Conclusions

This article introduces a new demand response model based on price (*Figure 1*), approached through the lens of reinforcement learning. In this case, the proposed methodology, leveraging elasticity analysis and reinforcement learning, is adept at identifying optimal times (hours of the day) when users are inclined to alter their demand. This leads to a dual benefit: a reduction in peak loads and a decrease in energy bills for consumers. Furthermore, considering that the reinforcement learning algorithm aims to maximize the benefits for both users and service providers, a time-of-use pricing system is derived. This system adapts to the fluctuating prices in the wholesale market as well as the elasticity of demand. Hence, it is intriguing to compare the obtained values against the prices currently offered to users. It is demonstrated that by having a price that accounts for user behavior, drastic price increases for consumers can be avoided. This enables users to actively participate in modifying their demand while simultaneously preventing profit losses for electricity service providers. In a nutshell, a powerful tool for price formulation is presented, taking into account uncertainties in both prices and demand.

Referenzen

[1] T. Li, “Deep Reinforcement Learning Based Residential Demand Side Management With Edge Computing,” 2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), pp. 1–6, 2019.

[2] R. Lu, S. H. Hong, and X. Zhang, “A Dynamic pricing demand response algorithm for smart grid: Reinforcement learning approach,” Appl Energy, vol. 220, pp. 220–230, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.072.

[3] E. J. Salazar, M. Jurado, and M. E. Samper, “Reinforcement Learning-Based Pricing and Incentive Strategy for Demand Response in Smart Grids,” Energies (Basel), vol. 16, no. 3, p. 1466, Feb. 2023, doi: 10.3390/en16031466.

[4] E. J. Salazar, M. E. Samper, and H. D. Patiño, “Dynamic customer demand management: A reinforcement learning model based on real-time pricing and incentives,” Renewable Energy Focus, vol. 46, pp. 39–56, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.05.004.

[5] L. Wen, K. Zhou, J. Li, and S. Wang, “Modified deep learning and reinforcement learning for an incentive-based demand response model,” Energy, vol. 205, p. 118019, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118019.

6.4.4. Strombedarfsorientierter Betrieb einer KWK-Anlage als Webservice – Steuerung einer realen Anlage

Bernd THOMAS[1], Günther GARBE[2], Daniel HÄMMERLE

Abstract

Im Zuge der Energiewende zeichnet sich eine grundlegende Transformation des Energiesystems in Form eines Übergangs von brennstoffbasierten Technologien hin zu rein elektrischen Varianten ab. Diese Entwicklung erfolgt vor dem Hintergrund, dass die erneuerbare Stromerzeugung primär auf Basis von PV- und Windkraftanlagen im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten von erneuerbarer Sekundärenergie ein ungleich höheres Ausbaupotenzial bietet. Praktisch ablesbar ist dieser Trend anhand des verstärkten Einsatzes elektrischer Wärmepumpen im Wärmesektor und der Elektromobilität im Verkehrssektor.

Dabei drängt sich jedoch zunehmend die Frage auf, wie eine verlässliche Stromversorgung sichergestellt werden kann insbesondere zu Zeiten, in denen die PV- und Windkraftanlagen den Bedarf witterungsbedingt nicht komplett decken können. Auf kurzzeitige Abweichungen zwischen Stromangebot und Strombedarf wird man mit Stromspeichern reagieren können. Längere Perioden dieser Art müssen dagegen mit alternativen Methoden der Stromerzeugung überbrückt werden – man spricht hier von Residuallastdeckung. Für diesen Zweck sind konventionelle Technologien wie die Gasturbine aber auch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Gespräch, wobei letztere aufgrund der parallelen Wärmenutzung eine deutlich bessere Gesamteffizienz aufweist und damit zu bevorzugen ist. Zur Erreichung der angestrebten Klimaneutralität muss dabei der Übergang auf erneuerbare Brennstoffe wie beispielsweise Biomethan oder Wasserstoff erfolgen.

Während die Gasturbine als reiner Stromerzeuger nahezu beliebig ein- oder ausgeschaltet werden kann, muss bei der Ansteuerung einer KWK-Anlage aufgrund der parallelen Erzeugung die Deckung des Wärmebedarfs im Blick behalten werden. Das bedeutet, dass hier eine intelligente Algorithmik zum Einsatz kommen muss, die eine bedarfsgerechte Stromerzeugung mittels der KWK bei gleichzeitig vollständiger Wärmenutzung ermöglicht. An der Hochschule Reutlingen ist ein entsprechender Steuerungsalgorithmus seit mehreren Jahren in der Entwicklung, über den bereits verschiedentlich berichtet wurde, u.a. auf dem letzten Energiesymposium 2022 [1,2].

Dieser Algorithmus ist mittlerweile als Webservice im Einsatz und steuert eine KWK-Anlage im Realbetrieb. Ziel ist es dabei, die Anlage anhand einer Prognose des Börsenstrompreises so zu betreiben, dass die Betriebszeiten in die Phasen der höchsten Preise verlagert werden. Damit ergibt sich auf der einen Seite ein profitabler Anlagenbetrieb. Auf der anderen Seite korrespondiert dies mit dem im Absatz zuvor formulierten Ziel der Residuallastdeckung, denn zu Zeiten geringer PV- und Windstromerzeugung treten die maximalen Strompreise auf. Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus der Tatsache, dass die KWK-Anlage dem von der Steuerung berechneten Fahrplan in überwiegendem Maße sehr exakt folgt. Auf diese Weise kann der Anlagenbetreiber den Fahrplan und damit die Stromerzeugung der Anlage sehr genau vorhersagen und diese Vorhersage an den Netzbetreiber weiterleiten, was die Planbarkeit der Anlage z.B. im Rahmen von Redispatch 2.0 erhöht und eventuelle Ausgleichszahlung in dieser Richtung vermeidet.

In dem Beitrag werden die Ansteuerung der KWK-Anlage und die Ergebnisse aus dem praktischen Betrieb vorgestellt. Dazu wird zunächst nochmals die zugrunde liegende Algorithmik erläutert. Darauf aufbauend kommen die webbasierte Umsetzung der Steuerung, der Aufbau der KWK-Anlage sowie die Schnittstellen zum Datenaustausch zur Sprache, wobei auf den Datentransfer und dessen zeitliche Abfolge eingegangen wird. Im Ergebnisteil sind u.a. Vergleiche des tatsächlichen Wärmebedarfs zur Wärmebedarfsprognose sowie des tatsächlichen Anlagenbetriebs zum berechneten Fahrplan

[1] Hochschule Reutlingen, Alteburgstraße 150, D-72762 Reutlingen, +49 7121 271-7041, email: bernd.thomas@reutlingen-university.de
[2] Stadtwerke Altensteig, Jahnstraße 13, D-72213 Altensteig, email: stadtwerke@altensteig.de

zusammengestellt, und der Beitrag schließt mit einem Ausblick zu den zukünftig geplanten Erweiterungen und Anwendungen.

Referenzen

[1] Haase, P., Thomas, B.: „Bedarfsgerechte Steuerung dezentraler Energiesysteme am Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung“, Tagungsband 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria

[2] Haase, P., Thomas, B.: „Test and optimization of a control algorithm for demand-oriented operation of CHP units using hardware-in-the-loop“, Applied Energy 294 (2021) 116974, doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116974

6.5. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN I

6.5.1. Entscheidungshilfe für Gründer:innen von Energiegemeinschaften

Angela HOLZMANN[1], Martina KRENN[(*)2]

Problemstellung

In Österreich gibt es mehrere Modelle um gemeinschaftlich Energie zu produzieren und zu verwerten, etwa über Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEAs), lokale oder regionale erneuerbare Energiegemeinschaften (EEGs) oder Bürgerenergiegemeinschaften (BEGs).
Für potentielle Gründer:innen von Energiegemeinschaften ist die Auswahl, welches Modell für sie „die beste“ Wahl ist, ohne sich zu allen Formen umfassend zu informieren, oft eine immense Herausforderung – bzw. eine Eintrittsbarriere sich überhaupt näher mit dem Thema auseinander zu setzen.
Unser Ziel war und ist es, eine Entscheidungshilfe zu entwickeln, mit der potentielle Gründer:innen schnell und einfach einen ersten Überblick erhalten, welche Energiegemeinschaft für sie möglich und empfehlenswert ist.

Methodik & Resultate

Inspiriert von der klimaaktiv Heizungsmatrix [1] entwickelt die Österreichische Energieagentur in Zusammenarbeit mit OurPower und in enger Abstimmung mit der Österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften im Rahmen des EU-Projektes SHAREs ein Online-Entscheidungstool, das potentiellen Gründer:innen von Energiegemeinschaften einen ersten, schnellen Überblick über ihre Möglichkeiten bietet.

Die Entscheidungshilfe wird online auf https://sharerenewables.eu/ [2] in englischer Sprache implementiert. Die österreichische Umsetzung wird auf https://energie-teilen.at/ [3] veröffentlicht und steht ab Februar 2024 zur Verfügung. Die Entscheidungshilfe basiert auf folgenden Schlüsselfaktoren:

- Wer nimmt an der Energiegemeinschaft teil?
- Welche Erzeugungstechnologien versorgen die Energiegemeinschaft?

Bei der Frage, wer an der potentiellen Energiegemeinschaft teilnehmen soll, stehen Personengruppen und Organisationsformen als Single-Choice Antwort zur Wahl, wie bspw. Gemeinden, Privatpersonen, Vereine, kleine und mittlere Unternehmen (KMUs) oder Industrieunternehmen. Zum Teil werden dieselben Akteure durch ihre räumliche Distanz zu einander definiert und bilden getrennte Antworten („innerhalb der Gemeinde“/“gemeindeübergreifend“/“österreichweit“).

Verschiedene Erzeugungstechnologien können in allen Energiegemeinschaften (kombiniert) eingebunden werden. Daher stehen in der zweiten Matrix Multiple-Choice Antworten zur Wahl. Die Entscheidungshilfe zeigt eindeutig auf, dass die Netzebene, über die die Technologien angeschlossen sind, entscheidend für die Modellwahl ist.

Auf den ersten Blick wird ersichtlich, mit welchem Energiegemeinschaftsmodell die eigenen Angaben kombinierbar sind. Unterschieden wird zwischen:

- sehr empfehlenswert (dunkelgrün)
- empfehlenswert (hellgrün)
- weniger empfehlenswert, aber möglich (gelb)
- nicht möglich (rot)

[1] Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 1 586 15 24, angela.holzmann@energyagency.at, www.energyagency.at
[2] Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136, +43 1 586 15 24, martina.krenn@energyagency.at, www.energyagency.at

Mittels „mouse-over“ Funktion werden nähere Informationen oder weiterführende Links zur Verfügung gestellt. Etwa werden mögliche technische oder rechtliche Hürden genannt und Vorrausetzungen erwähnt, die vor der Entscheidungsfindung überprüft werden müssen. So ist etwa die räumliche Nähe kein Garant für die mögliche Gründung einer EEG: die Versorgung über dieselbe Trafo-Station (lokale EEG) / demselben Umspannwerk (regionale EEG) muss gegeben sein (Verweis auf die Nahbereichsabfrage der Netzbetreiber). Die Entscheidungshilfe adressiert zudem den Ausschluss von Industrieunternehmen an der Teilnahme an EEGs und ähnliche Bestimmungen.

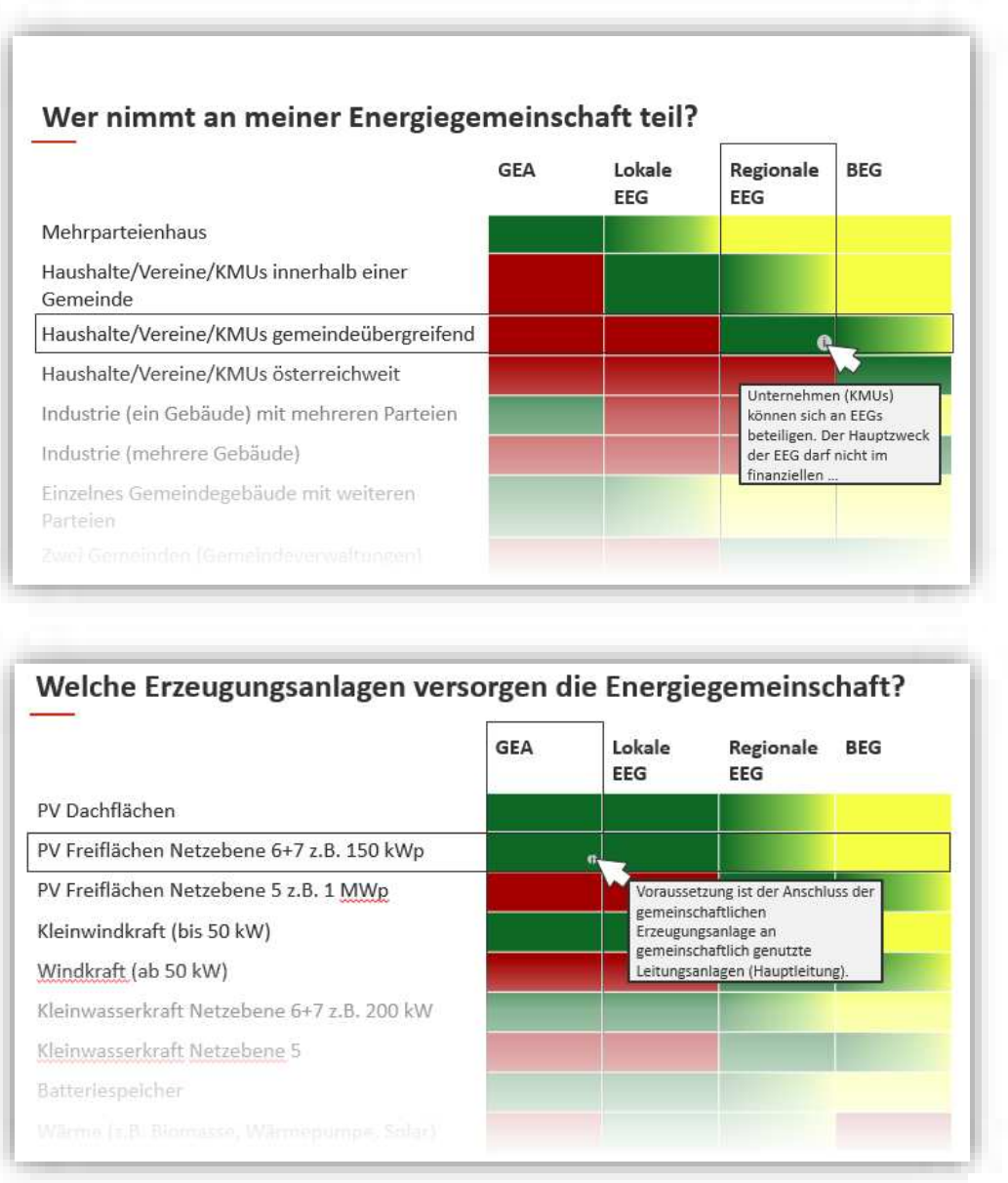


Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung der Entscheidungshilfe mit einem Auszug an auswählbaren Angaben

Referenzen

[1] klimaaktiv, " Heizungs-Matrix für das Ein- und Zweifamilienhaus", klimaaktiv, https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/erneuerbarewaerme/online_Heizungs-Matrix.html (Aufgerufen 28. November, 2023).

[2] Projektpartner von SHAREs, SHAREs Gateway Blueprint, SHAREs, https://sharerenewables.eu/ (Aufgerufen 28. November, 2023)

[3] Österreichische Energieagentur und OurPower, „Energie Teilen hat Zukunft“, SHAREs, https://energie-teilen.at/ (Aufgerufen 28. November, 2023)

6.5.2. Energy communities: Evaluation of existing experiences in Austria and assessment of future perspectives

Helen FISCHER(*)[1], Frank RADOSITS, Silvana STAMENKOVIC, Amela AJANOVIC

Abstract

The energy system is undergoing a structural change to achieve the climate targets of the Green Deal set by the EU. As a result, the Renewable-Expansion-Law Package came into effect and laid the foundation for establishing renewable energy communities (RECs). RECs enable the collective generation and utilization of energy. They are considered an important tool to increase decentralization and decarbonization. At the same time, prosumers and consumers benefit from a favourable tariff and price structure for electricity procurement and feed-in. The relevance of RECs in Austria is demonstrated by the registered number quadrupling from 161 to 675 between the end of 2022 and mid-2023 [1]. In the future, RECs may play a significant role in the energy system. This research paper aims to evaluate the existing experiences of Austrian RECs and asses their future perspectives. Therefore, the following research question arises: What are the current experiences and future perspectives of Austrian RECs?

Method of approach

The method of approach for the analysis of RECs in Austria consists of qualitative and quantitative methodologies. The data collection is based on a survey of selected RECs. In-depth interviews with selected RECs supplement the analysis to extract detailed insights and experiences. In addition, their generation and consumption data from the EDA portal is collected and analyzed. Quantitative indicators such as degree of self-sufficiency and degree of self-consumption will be utilized as benchmarks for a REC's success measurement. The contribution of this paper is that actual data and experiences of RECs in Austria are analyzed, making it possible to identify strengths and weaknesses and assess future potentials.

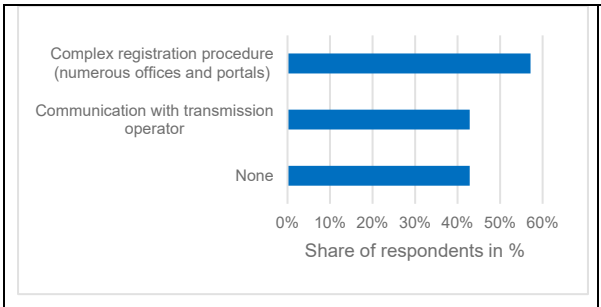


Figure 1: Difficulties in founding a REC

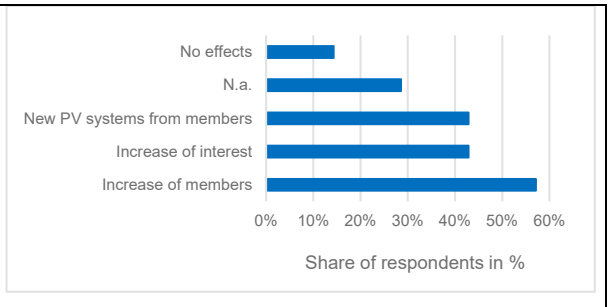


Fig. 2: Effects of the high electricity prices in 2022 on REC

Results

The results of the surveys and interviews with RECs provide insights into RECs' structures and experiences. In general, RECs are mostly established within a year by private individuals or service providers. They are commonly organized in the form of associations and cooperatives. Difficulties can arise before and during the establishment of a REC, such as the complex registration procedure and communication with the grid operators (see Figure 1). The main reasons for the non-establishment of RECs are the high efforts in founding and administration, coordination problems, and little acceptance and understanding among citizens. The administrative effort is often an additional hurdle. As a remedy, many RECs use a service provider for ongoing operations, e.g., for internal billing processes. The

[1] Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstraße 25/CF0439, 1040 Wien, Tel: +4358801370363, e-mail: fischer@eeg.tuwien.ac.at; Web: www.eeg.tuwien.ac.at

structure of RECs in Austria varies in terms of the number of prosumers, consumers, and types of energy, whereas electricity generated by solar energy is the most common. Since their establishment, the RECs have typically seen growth in both membership and generation capacity. Some of the members of the RECs own small storages and electric cars. Large consumers such as heat pumps, electric heating systems, and businesses can be found in every REC. The main motivations for participating in RECs are ecological and economic reasons, mainly sharing self-generated electricity with neighbours and reducing electricity costs. A REC is only an incentive for consumers if the electricity purchase costs are lower than the household electricity tariff from a utility company and for prosumers if the REC's remuneration for the electricity fed into the grid is higher than the feed-in tariff. Prosumers are often reluctant to participate in a REC because the grid operators' feed-in tariffs are very high. The RECs state that due to the high electricity prices in 2022, the number of members has increased, and interest in participation has generally risen (see Figure 2). Besides ecological and economic benefits, RECs create social benefits. In the analysis, 86% of the REC respondents contribute to combating energy poverty, e.g., by offering stable tariffs or benefits for households at risk of poverty. The analysis shows that most RECs are forward-oriented, considering their future plans. Plans of the RECs primarily include PV expansions, the admission of new members with PV systems, and other expansions through storage and sector coupling. In addition to that, some RECS consider heat to be an additional form of energy. The analysis identified opportunities and barriers for energy communities, with missing consumers, incomplete data from the EDA portal, and billing challenges among the barriers and planned multiple participation and expansion plans through sector coupling among the opportunities.

The evaluation of the measurement data from four RECs confirms that the different structure of total generation and total consumption impacts the indicators and the success of the energy community. Figure 3 shows the degree of self-sufficiency of the four energy communities, A, B, C, and D, relative to the installed capacity. With a 30 kWp PV system, REC A achieves a self-sufficiency of 18% per year, whereas REC B, with a 20 kWp PV system and storage, achieves a degree of self-sufficiency of 30%. Due to its continuous energy generation of 90 kW, the hydroelectric power plant nearly meets all of its energy consumption, achieving a self-sufficiency rate of 97%. REC D has a 181 kWp PV-system. However, due to high total consumption, the degree of self-sufficiency is 43%.

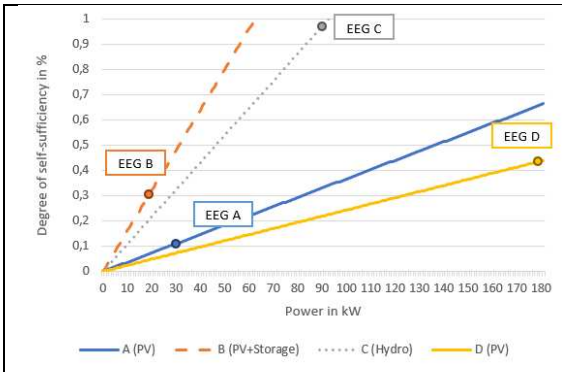


Fig. 3: The degree of self-sufficiency of REC A, B, C, D as a function of the installed capacity.

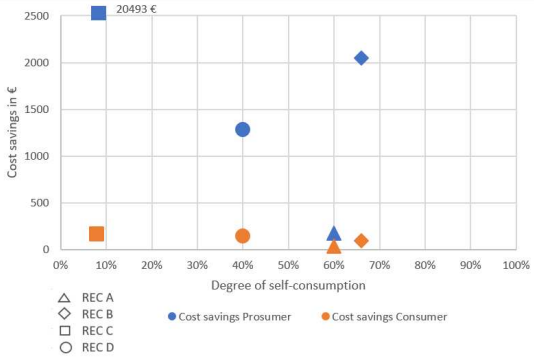


Fig. 4: Saved costs of producers and consumers of REC A, B, C, D depending on the degree of self-consumption.

Besides the degree of self-sufficiency, the saved costs of prosumers and consumers of the respective REC A, B, C, and D and the degree of self-consumption have been assessed (see Figure 4). REC A consumes a large amount of the generated energy directly on-site, considering a self-consumption rate of 60%. The REC B storage system enables more efficient use of the electricity generated, which means that less available electricity can be distributed to the grid and, if required, to the RECs. At € 2045, the cost savings for the prosumers are significantly higher compared to REC A and D. Although REC C is almost entirely independent of external energy sources, the low self-consumption rate of 8% shows that most of the generated electricity is fed into the public grid.

Conclusions

The evaluations of Austrian RECs show that each REC must be considered individually due to the different consumption and generation structures. The results have shown that environmental and economic benefits are associated with any form of REC. Most respondents consider RECs a successful model but see room for improvement, particularly in cooperation with grid operators and transparent registration processes for members. There is a significant correlation between the amount of locally used energy generated within the community and the quality of the indicator values.

References

[1] E-Control „EAG Monitoring-Bericht 2023“ E-Control, 2023. [Online]. Availabe: EC_EAG_Monitoringb23_20.09.indd (e-control.at). [Accessed on 11/16/2023]

6.5.3. Pricing Mechanisms for Decentralized Coordination in Energy Communities

Nathalie FRIEß(*)[1], Andreas DARMANN, Ulrich PFERSCHY, Joachim SCHAUER[2]

Motivation

With the passing of the EU Renewable Energy Directive 2018/2001, a new field for active participation in the energy transition has been opened through the introduction of Renewable Energy Communities (RECs). A REC is an alliance of private individuals, local authorities or small- and medium-sized enterprises in close proximity, who join together in a legal entity to share renewable, locally produced energy. The overall goal of such a community is to achieve a more efficient local energy use and to reduce its' members electricity bills. From a more general perspective, the intention behind RECs is to raise awareness for the challenges of renewable-based energy systems, to support collective, citizen-driven energy actions and to attract additional private investments in renewable energy and storage systems.

As reaching full autarky is usually not an objective of RECs, members keep their individual electricity providers, which makes financial settlements much more complicated than in traditional 1:1 contractual relations. The amount of electricity distributed within the community is specified by one of two possible allocation keys (static or dynamic), which define the portion of produced electricity to be assigned to each community member in one discrete time step (15-minute resolution). The allocation key is chosen during the founding phase of the community and reported to the distribution system operator for further settlements with the electricity providers. While there are clear rules for the allocation of electricity quantities, prices for electricity exchanged within the community are not regulated. As pricing policies present an interesting mechanism for incentivizing demand shifts and thereby increasing a community's performance, we investigate different tariff models and their influence on individual and community outcomes.

Methodology

The performance of a REC (measured by indicators such as self-sufficiency, self-supply or financial outcome) depends on the members' individual decisions. Ideally, the timing for charging and discharging batteries, electric vehicles or starting times of energy-intensive loads are coordinated. To understand the system-wide optimum of a community, we formulated a Mixed Integer Linear Program (see [1] for details). The model takes an arbitrary community configuration and short-term forecasts of production and consumption profiles as input and calculates coordinated optimal decisions for the upcoming hours. A major limitation, however, is that central decision-making is not likely to be accepted in a real-world context. Therefore, we aim to explore strategies that incentivize members to replicate this system-optimal behavior and benchmark them with results of our central optimization model.

Empirical evidence shows that for electricity consumer's responses to price changes, i.e., the price elasticity of demand (see, e.g., [2]), historically has been (moderately) inelastic in the short-run, while it has been more elastic in the long-run (see, e.g., [3]). This result can, to a certain degree, be explained by the lack of pricing signals in commonly used electricity tariffs. In recent years, demand side management, i.e., the use of monetary incentives to shift consumer demand, has received increasing attention, though the potential of such mechanisms is still believed to be underutilized, especially in the residential sector (see, e.g. [4]). In this context, we aim to develop an internal pricing scheme for RECs that incentivizes consumption behavior that is beneficial for the communities' electricity balance.

[1] Department of Operations and Information Systems, University of Graz, Universitätsstraße 15 (E3), 8010 Graz, {nathalie.friess@uni-graz.at, andreas.darmann@uni-graz.at, ulrich.pferschy@uni-graz.at}
[2] Department of Software Design and Security, FH Joanneum, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, joachim.schauer@fh-joanneum.at

In our proposed tariff model, prices are based on the community's forecasted energy balance. In each discrete time step *t* there is either an over- or underproduction in the community (balance = sum of production - sum of consumption). When the expected electricity imbalance is relatively small, no major price signals are required (especially in consideration of forecasting uncertainties). In contrast, when the community imbalance is expected to be high, a significant price increase or decrease can be used to signal the required decrease or increase in demand, respectively. The proposed pricing function is based on a logarithmic function, as formulated in (1) and demonstrated by the curves in Figure 1 (tariff 2,3 and 4 compared to a standard fixed price tariff 1).

$$f(x) = a * \ln\left(\frac{c - bx}{c + bx}\right) + m \tag{1}$$

Parameter *c* defines the domain of our pricing function and describes the maximum over- or underproduction in a discrete time step. Parameter *m* sets the reference price for the exchange of energy in a balanced community state. The parameter *a* is used to configure the slope of the suggested function, with $b = \frac{\exp\left(\frac{M-m}{a}\right) - 1}{\exp\left(\frac{M-m}{a}\right) + 1}$, whereas *M* sets the maximum price that should be realized in the community.

Figure 1: A dynamic community tariff model based on a logarithmic pricing function

In general, a tariff model for RECs should fulfill a number of different properties, including the following:

- encourage participation in RECs (for prosumers and consumers)
- initiate further investments in renewable energy and storage systems
- allow for changes in the original production/consumption ratio (new members, investments)
- be transparent and comprehensible for participants

In order to comply with the latter requirement, we suggest that forecasts of the electricity balance and prices derived thereof are generated for every 15 minutes time slot and communicated once per day, such that stable day-ahead prices are available. Moreover, the timely resolution of 15 minutes can be extended to 1 hour for reasons of simplicity, although this might reduce the steering effects of pricing signals during peak times.

Outlook

Another possible decentralized approach to coordinate decisions taken in a community is to use reinforcement learning for automated decision-making at individual member nodes using a joint reward function reflecting the goals of the community. This idea is investigated in a parallel study.

References

[1] N. Frieß, E. Feiner, U. Pferschy, J. Schauer and T. Strametz: „Optimization and Simulation for the Daily Operation of Renewable Energy Communities", *Optimization in Green Sustainability and Ecological Transition, AIRO Springer Series 12*, https://doi.org/10.1007/978-3-031-47686-0_10.

[2] R.S. Pindyck D. and Rubinfeld: *Microeconomics*, 9th edition, Pearson, 2017.

[3] T. Jin and J. Kim, "The elasticity of residential electricity demand and the rebound effect in 18 European Union countries", *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*,17:1, 2022.

[4] C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, R. Hakvoort (2016): "Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps", *Utilities Policy, Volume 40*, 2016, https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001.

6.5.4. Rechtliche Analyse eines gemeinschaftlich genützten Batteriespeichers in einer Energiegemeinschaft

Robert PRATTER[1], Thomas NACHT, Benjamin KOHL[2], Rafael BRAMREITER, Andrea DORNHOFER[3], Florian STANGL[4]

Einleitung

Mit Juli 2021 ist das Erneuerbaren Ausbau Paket verabschiedet worden. Teil des Pakets ist u.a. das EAG sowie eine Novellierung des ElWOG. Mit dem Paket wurde es Endverbraucher:innen möglich, über Energiegemeinschaften aktiver am Energie- bzw. Strommarkt teilzunehmen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) sollen dazu beitragen den Anteil der dezentralen erneuerbaren Energien zu erhöhen und lokal erzeugte erneuerbare Energie auch lokal zu nutzen. Um einen zusätzlichen Anreiz für die Gründung und Teilnahme an einer EEG zu schaffen, wurde beschlossen, dass für den innergemeinschaftlichen Energieaustausch reduzierte Netzentgelten, Steuern und Abgaben gelten.

Mittlerweile sind in Österreich zahlreiche EEGen in Betrieb und viele weitere werden in Kürze folgen. Während sich die meisten EEGen auf den (bilanziellen) Austausch von elektrischem Strom beschränken, stehen ihnen grundsätzlich weitere Betätigungsfelder offen. So darf eine EEG gemäß § 79 Abs. 1 EAG „Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters darf sie im Bereich der Aggregierung tätig sein und andere Energiedienstleistungen erbringen.“ Diese weiteren Betätigungsfelder stehen im Fokus des Projektes EnErGie Werk Weiz, in dessen Rahmen der Betrieb eines gemeinschaftlich genützten Redox-Flow Batteriespeichers innerhalb einer EEG sowie die zusätzliche Einbindung dieses Speichers in einen Regelenergiepool untersucht werden.

Methode

Die Analyse der Einbindungs- und Nutzungsmöglichkeiten des gemeinschaftlich genutzten Batteriespeichers innerhalb einer EEG wird anhand eines Gewerbeparks in Weiz durchgeführt. Bei positiver Evaluierung soll am Gewerbepark eine EEG bestehend aus den ortsansässigen KMUs sowie den umliegenden Haushalten entstehen. In diese EEG soll wie in Abbildung 1 dargestellt, ein gemeinschaftlich genutzter Batteriespeichers eingebunden werden. Der Batteriespeichers soll sowohl zur Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb der EEG genutzt werden als auch in einen Regelenergiepool eingebunden werden. Dadurch könnte Überschussstrom aus lokaler PV-Erzeugung am Regelenergiemarkt vermarktet und negative Regelenergie im Batteriespeichers zwischengespeichert werden. Durch diese doppelte Nutzung des Batteriespeichers und der Erschließung der damit verbundenen Synergien soll eine raschere Amortisation der Investitionskosten des Batteriespeichers erreicht werden.

Im ersten Schritt wurde eine rechtliche Analyse der Rahmenbedingungen durchgeführt. Dazu wurde ein Rechtsgutachten zur Klärung folgender Fragestellungen erstellt [1]:

- Ist der Betrieb eines Stromspeichers durch eine EEG rechtlich zulässig?
- Ist die Einbindung eines solchen Speichers in einen EEG-fremden Regelenergiepool möglich?
- Ist die Nutzung von gespeicherter innergemeinschaftlicher Erzeugung für die Bereitstellung von (positiver) Regelenergie möglich?

[1] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, 0664/88500337, robert.pratter@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at
[2] Energie Agentur Steiermark gGmbH, Nikolaiplatz 4a/1, 8020 Graz, 0316/269700 27, benjamin.kohl@ea-stmk.at, https://www.ea-stmk.at
[3] W.E.I.Z. Forschungs & Entwicklungs gGmbH, Franz-Pichler-Straße 30, 8160 Weiz, 0664/4241380, andrea.dornhofer@innovationszentrum-weiz.at, www.innovationszentrum-weiz.at
[4] Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH, Reisnerstraße 53, 1030 Wien, 01 513 21 24, florian.stangl@nhp.eu, www.nhp.eu

- Ist die Weitergabe von bezogener und gespeicherter (negativer) Regelenergie an die Mitglieder der Energiegemeinschaft möglich?

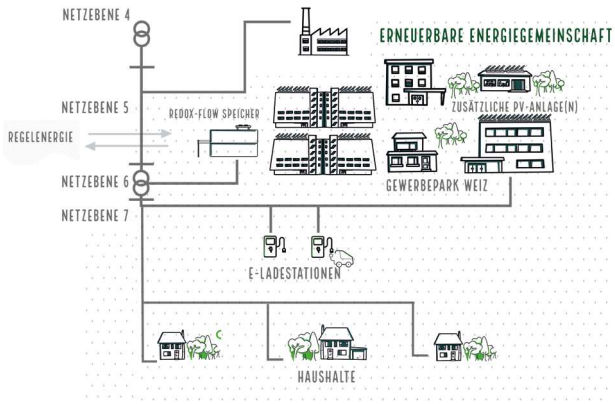


Abbildung 1: Schematische Darstellung des geplanten Betriebsmodells

Ergebnisse

Die Frage, ob eine EEG selbst einen Stromspeicher betreiben darf, kann aus regulatorischer Sicht mit überzeugenden Gründen bejaht werden [1].

Ob die EEG ihre Speicherkapazitäten selbst am Regelenergiemarkt zur Abgabe von positiver bzw. zur Aufnahme von negativer Regelenergie anbieten darf, lässt sich jedoch nicht zweifelsfrei beantworten. Die Einbindung in einen Regelenergiepool, kann allerdings mit überwiegender Sicherheit ausgeschlossen werden. Dieser Umstand wird mit dem ElWOG §16d begründet [1]:

> *(5) Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen liegt bei der Energiegemeinschaft. Hinsichtlich der Betriebsführung und Wartung ihrer Erzeugungsanlagen kann sich die Energiegemeinschaft eines Dritten bedienen.*

Diese Bedingung wäre nicht erfüllt, wenn der Speicher in einen Regelenergiepool eingebracht wird. Die Betriebsführung könnte zwar an den Regelpoolanbieter abgetreten werden, die Verfügungsgewalt wäre aber bei einer Fremdsteuerung nicht mehr eindeutig bei der EEG verankert [1]. Die einzige Möglichkeit den Speicher trotzdem am Regelenergiemarkt anbieten zu können, wäre die Regelenergie selbst anzubieten. Das wäre allerdings wesentlich aufwendiger und für die verhältnismäßig geringen Kapazitäten, die mit einem Batteriespeicher bereitgestellt werden können, kaum wirtschaftlich darstellbar. Eine Übertragung des Ansatzes auf andere EEGen damit mit hohem Aufwand verbunden, womit das Konzept kaum multiplizierbar ist. Selbst die direkte Teilnahme am Regelenergiemarkt ist rechtlich nicht eindeutig geklärt, was in Kombination mit der wirtschaftlichen Unsicherheit eine Investition sehr risikobehaftet macht. Weiters stellt sich die Frage, ob die Teilnahme von EEGen, die den lokalen Austausch von Energie vorantreiben sollen, am Regelenergiemarkt im Sinne des Gesetzgebers ist.

Zusammenfassung und Ausblick

Während der Betrieb eines Stromspeichers durch die EEG möglich ist, ist die zusätzliche Einbindung des Speichers in einen Regelenergiepool aller Wahrscheinlichkeit nicht möglich, bzw. mit sehr hohen rechtlichen Risiken verbunden. Daher wurde das Betriebsmodell im Projekt EnErGie Werk Weiz angepasst und die Einbindung eines Speichers ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung bewertet. Dafür konnte ein wirtschaftlicher Use Case für einen Redox-Flow Speicher mit einer Kapazität von 250 kWh gefunden werden [2]. In weiterer Folge ist die praktische Erprobung des Speichers in Umsetzung und wird im Jahr 2024 in Betrieb gehen.

Referenzen

[1] Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH. (3. 2. 2023). Rechtliche Stellungnahme: Zulässigkeit der Stromspeicherung und Teilnahme am Regelenergiemarkt. Wien, Graz und Sbg.

[2] Pratter R., et al. (2023), Renewable Energy Communities and Redox Flow Battery: Systemic Innovation in the Municipal Plus-Energy District of Weiz, ISEC, Graz

6.5.5. Zwei Jahre Energiegemeinschaften – Erfahrungen aus der Pionierphase

Matthias MALOTTKE[1], Frederike ETTWEIN[2], Lily HERGOVICH[3]

Inhalt

Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEG) stellen eine vielversprechende Entwicklung dar, die eine entscheidende Rolle in der Erreichung der Klimaziele darstellt [1]. Durch den Beschluss des „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets“ im Juli 2021 haben Bürger*innen die Möglichkeit sich als EEG zusammenzuschließen um gemeinsam Energie zu erzeugen, speichern, verkaufen und verbrauchen [2]. Wie Erhebungen zeigen haben viele Personen Interesse an der Teilnahme bzw. Gründung einer EEG [3]. 2021 und 2022 wurden in ganz Österreich 150 EEGs gegründet. Im Vergleich dazu gibt es Stand Juli 2023 alleine in Niederösterreich 160 erneuerbare Energiegemeinschaften. Dieser Trend unterstreicht noch einmal das deutliche Interesse.

Nach über 2 Jahren seit Inkrafttreten des EAG ist es an der Zeit zu prüfen, wie die Umsetzung von EEGs in der Realität funktioniert hat und bei welchen Prozessen (Gründung, Betrieb etc.) Herausforderungen bestehen. Hierzu werden nicht nur die organisatorischen, technischen und ökonomischen Aspekte betrachtet, sondern ebenfalls die sozialen Aspekte, welche maßgeblich zum Gelingen von Energiegemeinschaften beitragen.

Methode

Um die Erfahrungen aus der Praxis zu erheben, wurden im August 2023 fünf leitfadengestützte Expert*inneninterviews mit Personen, welche Erfahrungen zur Gründung und zum laufenden Betrieb einer EEG haben, durchgeführt. Unter den Expert*innen waren Initiator*innen von EEGs und Unternehmen, welche administrative Dienstleistungen für EEGs anbieten. Kontaktdaten von bestehenden EEGs kann auf der Energiegemeinschafts-Landkarte der österreichischen Koordinationsstelle gefunden werden. Hier wurden geeignete EEGs für die Interviews ausgewählt und angeschrieben. Die entsprechenden Unternehmen hingegen sind Projektpartner und wurden für die Interviews angeschrieben. Grundlage des Interviewleitfadens bildet eine vorangehende Stakeholderanalyse. Hierbei wurden Personas identifiziert, welche unterschiedliche Rollen (z.B. Mieter*in, Hausbesitzer*in) in der EEG einnehmen. Anhand dieser Personas, die die vielfältigen Interessen der Stakeholder abbilden, wurden deren Bedenken, Wünsche und Anforderungen identifiziert und analysiert, auf welchen der Interviewleitfaden basiert. Die einzelnen Erfahrungen der Interviewten wurden gegenübergestellt und Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede ausgearbeitet.

Ergebnis

Die Ergebnisse der Expert*inneninterviews zeigen, dass derzeit noch viele Herausforderungen in der Gründung sowie im Betrieb einer EEG existieren. Parallel konnten auch konkrete Vorschläge zu Handlungsempfehlungen der unterschiedlichen Bereiche und Prozesse erarbeitet werden. Etwa sind die sozioökonomischen Faktoren innerhalb einer EEG besonders abhängig davon, ob eine EEG Top-Down oder Bottom-Up gegründet worden ist. Besonders bei einer Bottom-Up Gründung, welche im Gegensatz zur Top-Down Gründung oft kleiner und persönlicher vonstattengeht, kommt es zum regen Austausch unter den Mitgliedern und Entscheidungen werden meist in gemeinsamer Abstimmung gefällt, sodass dadurch der Zusammenhalt und das Gemeinschaftsgefühl gestärkt werden. Die Ursache der meisten Ausstiege von Mitgliedern ist oft eine falsche Erwartungshaltung über die Funktion einer EEG und der dazugehörige Mehraufwand. Um den Austritten entgegenzuwirken, ist es essentiell, allen Teilnehmer*innen laufend und genügend Informationsmaterial zur Verfügung zu stellen, damit Missverständnisse beseitigt werden. Auch technische Hürden stellen eine Herausforderung dar, wie

[1] FH Technikum Wien, Höchstädtplatz 6, 1200 Wien, +43133340775362, matthias.malottke@technikum-wien.at, https://www.technikum-wien.at/personal/matthias-malottke

etwa Kommunikationsprobleme unter Smart Metern sowie Datenübermittlungsverzögerungen und Ausfälle bei den Zählpunkten.

Die entwickelten Handlungsempfehlungen können als Unterstützung der verschiedenen Stakeholder bei der Gründung und des Betriebs einer EEG fungieren.

Dieser Beitrag basiert auf Ergebnissen des Forschungsprojekts #EEG+, welches aus Mitteln der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) finanziert wurde, sowie des Forschungsprojekts UCERS, welches aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Zuge der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ durchgeführt wird.

Referenzen

[1] D. J. Neubarth, „Energiegemeinschaften im zukünftigen österreichischen Strommarkt“, e3 consult GmbH, 2020.
[2] BMK, „Erfolgreiche Einigung bei Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz“, https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2021/20210706_eag.html (Aufgerufen 15. November 2023).
[3] S. Hartl, „Wie das Strom-Teilen zum Klimaschutz beiträgt“, https://www.noen.at/niederoesterreich/wirtschaft/erneuerbare-energie-wie-das-strom-teilen-zum-klimaschutz-beitraegt-377280478 (Aufgerufen 15. November 2023).

6.5.6. AI-Powered Predictions for Electricity Load in Prosumer Communities[1]

Aleksei KYCHKIN[2], Georgios CHASPARIS[3]

Motivation and Central Question

The flexibility in electricity consumption and production in residential buildings and communities, including those with renewable energy sources and energy storage (a.k.a., prosumers), can effectively be utilized through the advancement of short-term demand response mechanisms. It is known that flexibility can further be increased if demand response is performed at the level of communities of prosumers, since aggregated groups can coordinate electricity consumption in a Microgrid level. However, the effectiveness of such short-term optimization is highly dependent on the accuracy of the forecast values for the consumption of each building and the community, which have major differences in their profile structure. Structural variations in a load presented by time series can be associated with different contributions of the importance of exogenous factors, such as weather conditions, calendar information and day of the week, as well as user behavior. In this paper, we review a wide range of electricity load forecasting techniques, that can provide significant assistance in optimizing load consumption in prosumer communities. We present and test artificial intelligence (AI) powered short-term load forecasting methodologies that operate with black-box time series models, such as Facebook's Prophet and LSTM models; season-based SARIMA and smoothing Holt-Winters models; and empirical regression-based models that utilize domain knowledge. The integration of weather forecasts into data-driven time series forecasts is also tested. Results show that the combination of persistent and regression terms (adapted to the load forecasting task) achieves the best forecast accuracy.

Methodological Approach

The proposed methodologies for day-ahead electricity load forecasting are based on the recent article of the authors [1,2]. They are extended here by providing a comparative analysis over a wider range of Deep-Learning-based AI-powered methodologies, while we also include an investigation of the impact of forecast weather data.

Measurements of the electricity load over a period of several months are sufficient to establish reliable day-ahead forecast models, where forecasts of the electricity load are provided over the following day (i.e., a sequence of predictions over the intervals of the following day). Measurements were collected from three residential buildings in the state of Upper Austria. In addition, an artificial community has been established by also considering the aggregated sum of the electricity load consumption as a predicted target variable. In this work, we provide a comparative analysis of AI-powered forecasting models with a collection of persistence models, auto-regressive based models, and their combinations.

Facebook`s Prophet model [2] and LSTM model [3,4] establish predictions based on average load consumption through sampling of similar sequences in the past. In a way, this resembles the persistence models N-days and N-same-days introduced in [1,2], where the predicted load for a future time interval is generated based on the load at similar time intervals in previous days. The machine learning models of Holt-Winters (HW) and SARIMA provide multi-step forecasting via smoothing, season, and trend

[1] This contribution was made possible through the research project Serve-U, FFG #881164. *The research reported in this paper has been partly funded by the Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology (BMK), the Federal Ministry for Digital and Economic Affairs (BMDW), and the State of Upper Austria in the frame of SCCH, a center in the COMET - Competence Centers for Excellent Technologies Program managed by Austrian Research Promotion Agency FFG.*

[2] Softwarepark 32a, A-4232 Hagenberg, Tel: +43 50 343 813, Email: aleksei.kychkin@scch.at, Web: http://www.scch.at

[3] Softwarepark 32a, A-4232 Hagenberg, Tel: +43 50 343 857, Email: georgios.chasparis@scch.at, Web: http://www.scch.at

decomposition. Furthermore, the persistence-based regression models, namely the persistence-based autoregressive model (PAR) and the seasonal persistence-based regressive models (SPR, SPNN) have been introduced by the authors in [1] and combine persistence factors with auto-regressive and domain-specific features. In SPR and SPNN models, we expanded the set of features to capture phenomena that are specifically relevant to electricity load consumption in residential buildings (such as, maximum energy consumption over one day). Furthermore, using PAR as a basis model, we also introduced additional features capturing the weather conditions (which are also provided as forecasts), namely the *solar radiation* and *outdoor temperature,* which formulated the PAR-W model.

Results and Conclusions

In Figure 1, we present the load predictions for the community of buildings during the beginning of March 2016, after training the models for 2 consecutive months (Jan and Feb 2016). The overall accuracy of the models is also depicted in Table 1, which is calculated over 2016. In this table, we see a comparison of the relative average RMSE of several standard and modern AI-powered models.

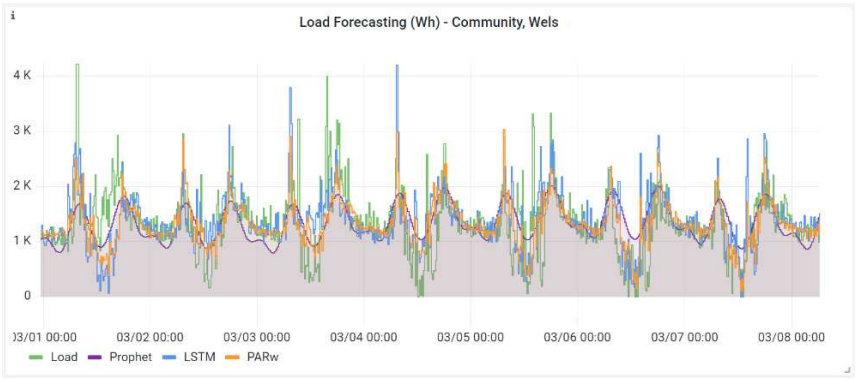


Figure 1: Load predictions for residential buildings community (Wels, Upper Austria) indicated by PAR-W, LSTM, and Prophet (March 2016)

AI-powered black-box model approaches, such as Prophet and LSTM, and machine learning models such as HW and SARIMA are generic time-series forecasting approaches that require computationally intensive training with several months of historical data and careful hyperparameter tuning as well. It is evident that the PAR and N-days models designed specifically for electricity load-forecasting exceed or match the performance of black-box forecasting models and are characterized by low computational complexity.

Prophet	LSTM	N-same-days	N-days	HW	SARIMA	PAR	PAR-W	SPR	SPNN
0.667	0.653	0.731	0.621	0.678	0.634	0.543	0.532	0.682	0.681

Table 1: Comparison of AI-powered electricity load prediction methods with respect to normalized average RMSE for the community of buildings.

Finally, we also observe that incorporating the weather forecasts in the PAR-W model maintained or slightly increased the forecasting accuracy, however the improvement is rather limited. This should be attributed to the fact that the forecasting models without the weather data features are already adapting to the variations in the electricity load due to weather.

References

[1] V. Kychkin and G. C. Chasparis, “Feature and model selection for day-ahead electricity-load forecasting in residential buildings,” Energy Build., vol. 249, p. 111200, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2021.111200.
[2] G. C. Chasparis, “Predictive Modeling for Flexibility Load Forecasting in Prosumer Communities,” IEWT, 2023.
[3] Parizad and C. J. Hatziadoniu, "Using Prophet Algorithm for Pattern Recognition and Short Term Forecasting of Load Demand Based on Seasonality and Exogenous Features," 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS), Tempe, AZ, USA, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449743.
[4] Kwon, BS., Park, RJ. & Song, KB. Short-Term Load Forecasting Based on Deep Neural Networks Using LSTM Layer. J. Electr. Eng. Technol. 15, 1501–1509, 2020.
[5] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, “Long Short-Term Memory,” Neural Computation, vol. 9, pp. 1735–1780, 1997. doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735

6.6. ENERGIEGEMEINSCHAFTEN II

6.6.1. Auswirkungen von individuellen Handlungsempfehlungen auf das Verbrauchsprofil von Energiegemeinschaften

Lukas GAISBERGER(*)[1], Tobias MÜHLBERGER[2]

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Zuge des Forschungsprojektes serve-U wurde die Funktion eines Konzeptes zur Optimierung von Energiegemeinschaften (EG) durch Berechnung von Handlungsempfehlungen anhand historischer Smart-Meter Daten der Netzbetreiber und Erzeugungsdaten der Wechselrichter in realen Testbeds validiert. Es sollte untersucht werden welcher Effekt mit diesem Konzept in einem möglichst realen Umfeld mit echten Personen und realen Verbrauchs-, Erzeugungs- und Einspeisedaten erzielt werden kann. In der vorliegenden Arbeit soll sowohl das maximale Potential als auch das erzielte Lastverschiebungspotential bestmöglich ermittelt und diese verglichen werden.

Methodische Vorgangsweise

Beschreibung des Studiensettings

Die Funktionsvalidierung wurde in 2 Validierungszeiträume gegliedert. Die Teilnehmer:innen mussten im Vorfeld ihre ¼h-Stombezugs- bzw. Erzeugungsdaten im Netzbetreiberportal freigeben, damit auf Basis dieser das individuelle Lastprofil jedes Haushaltes prognostiziert werden konnte. [1] Um möglichst gute Erzeugungsprognosen [2] berechnen zu können, wurden außerdem die Erzeugungsdaten einiger Wechselrichter an die Plattform übermittelt.

Um die Geräte bzw. das individuelle Lastverschiebungspotential der Haushalte berücksichtigen zu können, wurden die nötigen Informationen mittels Fragebogen erfasst.

Auf Basis dieser Inputdaten wurden Energieprognosen erstellt und mittels Optimierung individuelle Handlungsempfehlungen generiert, welche von den Personen manuell umgesetzt werden sollten. [3]

Die Teilnehmenden konnten im Funktionsmuster der digitalen Energieplattform ihre historischen Daten, Prognosen und Handlungsempfehlungen sehen und auf diese mit Rückmeldungen darauf reagieren. Es wurden zwei verschiedene Gruppen untersucht. Eine davon ist eine reale EG, die andere ein virtueller Zusammenschluss von Zählpunkten ohne wirtschaftlichen Benefit und örtliche Nähe. Die Gruppen waren jeweils wieder in eine Treatment- und eine Kontrollgruppe unterteilt.

Analysemethode

Anhand der gesammelten Informationen (Energiedaten, Fragebögen und Plattformnutzung) werden neben dem theoretischen Lastverschiebungspotential im Falle einer Umsetzungsrate der Handlungsempfehlungen von 100 % auch die tatsächlich umgesetzte Lastverschiebung anhand der Rückmeldungen über die Plattform abgeschätzt. Hier muss auf Annahmen der Gerätelastprofile zurückgegriffen werden, da diese aus den vorhandenen Daten nicht ablesbar sind. Des Weiteren werden die möglichen Auswirkungen der Flexibilitäten auf das Stromnetz unter der Annahme, dass sich die Haushalte im gleichen Netzbereich befinden untersucht.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im folgenden Kapitel werden vorläufige Ergebnisse präsentiert. Aufgrund der erst kürzlich abgeschlossenen Validierungsphase ist eine tiefgreifende Analyse erst in der Langfassung möglich.

[1] FH Oberösterreich, Roseggerstraße 15 4600 Wels Austria, +43 5 0804 46914, lukas.gaisberger@fh-wels.at, https://forschung.fh-ooe.at/asic/
[2] Tobias Mühlberger, +43 680 5594673, tobias@muehlberger.dev, https://muehlberger.dev

Anhand der Optimierungsergebnisse und der angenommenen Verbrauchsprofile der verschiedenen Komponenten in den Haushalten können das maximale Flexibilitätspotential sowie der mögliche finanzielle Nutzen abgeschätzt werden. In Abbildung 1 ist eine beispielhafte Auswertung des finanziellen Potentials für einen Tag im Februar dargestellt.

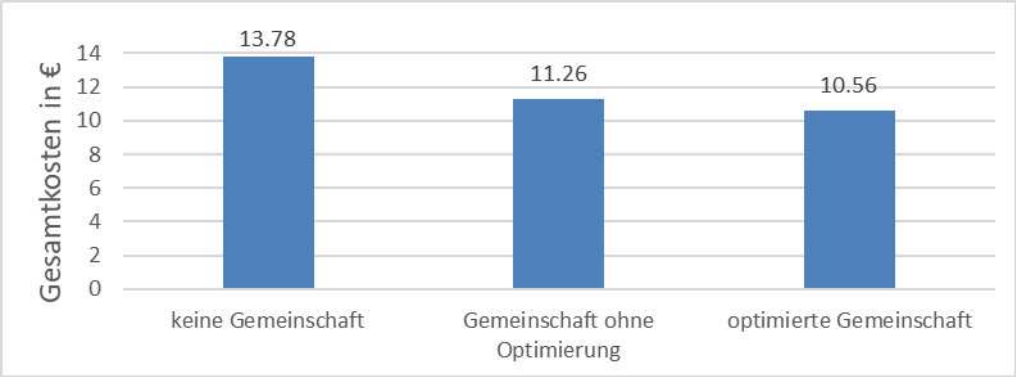


Abbildung 1: Beispiel für die Gesamtstromkosten in einer Community (9 Verbraucher, 5 Prosumer, Tag im Februar 2023)

Demnach könnte an diesem Tag durch die Verbrauchsoptimierung eine Reduktion der Gesamtkosten von ca. 6 % gegenüber einer Gemeinschaft ohne Optimierung erzielt werden.

Anhand der Rückmeldungen der Plattform-Nutzer:innen kann ermittelt werden, wie viele der Testpersonen auf die Handlungsempfehlungen reagieren und wie hoch die Umsetzungsrate ist. In Abbildung 2 ist die Anzahl der generierten Handlungsempfehlungen sowie der akzeptierte Anteil (blau) für die zweite Funktionsvalidierungsphase dargestellt.

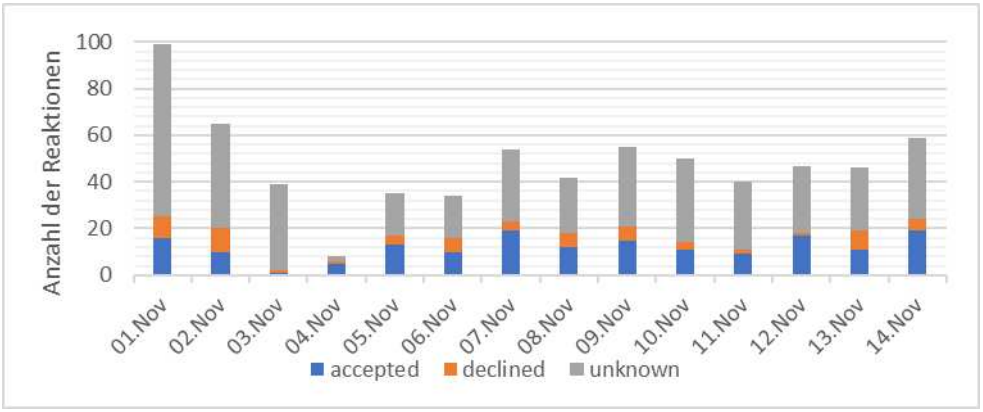


Abbildung 2: Anzahl und Art der Reaktionen auf die Handlungsempfehlungen in Funktionsvalidierungsphase 2

Insgesamt wurde auf 34,8 % der Handlungsempfehlungen reagiert, während laut den Angaben der Testpersonen 10 % der Empfehlungen tatsächlich durchgeführt wurden.

Anhand der Rückmeldungen der Teilnehmenden kann außerdem die tatsächlich erreichte Lastverschiebung, bzw. Verbrauchsoptimierung abgeschätzt werden. Diese soll mit dem zuvor ermittelten Potential verglichen werden.

Diese Arbeit wurde im Zuge des Projektes „serve U“ (FFG Nr. 881164) vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Referenzen

[1] W. Traunmüller, „Energiemeteorologie – Wetterprognosen für Energiegemeinschaften“. IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).
[2] G. Chasparis, „Predictive Modeling for Flexibility Load Forecasting in Prosumer Communities“. IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).
[3] L. Gaisberger, „Verbrauchsoptimierung in Energiegemeinschaften durch Handlungsempfehlungen“, IEWT 2023, https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text (Aufgerufen 30.11.2023).

6.6.2. Analysing the Impacts of an external Power Supplier in a Renewable Energy Community

Gerald FEICHTINGER[1], Samuel RINGHOFER[(*)2], Wolfgang POSCH[3]

Motivation

In 2019, the European Commission adopted a comprehensive package of measures to pursue the transformation of the European energy supply system considering both the Paris Agreement of 2015 as well as the decarbonization (or defossilization) of the European economic system by 2050. [1] Based on that, the Austrian government adopted the Renewable Energy Expansion Act (REEA) in 2021 with the goal declared therein to convert Austria's electricity supply to 100% electricity (on balance) from renewable energy sources by 2030 [2]. The REEA significantly expanded the options of joint usage of power plants by several parties in the same building and made the model of establishing energy communities legally possible. This new model basically created the option for associations of people to produce, store, consume and sell energy across property boundaries. In this legal basis, the implementation of a spatially limited renewable energy community (REC) is made possible. [3] This article analyses in detail the financial and ecological effects of taking an external power supplier in a spatially limited REC in Austria into account, in which only renewable electricity is exchanged. [4,5]

Methodological approach

A new techno-economic analysis tool that was being developed enables the simulation and analysis of different REC constellations and scenarios. Within that analytical tool, a basic distinction is made between "consumer", "prosumer" and "power supplier", each of which has different characteristics. Consumers are typical consumers (e.g., households, businesses), while prosumers can additionally have both an electricity production system (e.g., PV), and a battery storage system. A power supplier, on the other hand, only feeds electrical energy into the REC with their production systems (e.g., PV, wind, biogas, small hydropower). Key input parameters include both, technical aspects (e.g., demand and production profiles [6], storage capacity) as well as economic aspects (e.g., discount rate, inflation, electricity prices) supplemented by a CO_2 emission factor of electricity production to estimate the ecological effects. A dynamic distribution model determines which member receives how much electricity from the REC at each point in time during a year. Based on this, a profitability analysis of the REC is carried out using the net present value (NPV) method considering a period of 25 years. The NPV_m of a member m in a REC is defined as follows

$$NPV_m = I + \sum_{i=1}^{n} \frac{(E_i - A_i)}{(1+d)^i}$$

with investments I, annual revenues E and expenses A, a discount rate d, a point in time i (in years) and the duration n (in years). The revenues also include all indirect revenues in the form of auxiliary power consumption (e.g., for prosumers) as well as a distribution of the profit generated by the REC among its members. Furthermore, the effects of the technical wear and tear of the PV systems and the storage systems are considered by means of a simple approximate calculation.

Results

The REC under consideration comprises a total of 30 members distributed among 22 households, six businesses (three general commerces, two shops/hairdressers and one bakery) and two prosumers (one general commerce and another bakery). As mentioned above, these members have different synthesized profiles for both demand and production assigned, the choice of which has a significant

[1] Chair of Economics and Business Management, Montanuniversität Leoben, Peter-Tunner-Straße 25-27, 8700 Leoben, +43 3842 4026012, gerald.feichtinger@unileoben.ac.at, https://wbw.unileoben.ac.at/
[2] Chair of Economics and Business Management, samuel.ringhofer@stud.unileoben.ac.at
[3] Chair of Economics and Business Management, wolfgang.posch@unileoben.ac.at

effect on the simulation results. The consideration of an external power supplier with an annual production of 30.000 kWh proves to be beneficial to the REC but also to the power supplier [7]. On that basis, Figure 1 depicts the effects if such an external power supplier would switch from a fluctuating production plant (E1) to a constant band production plant (E0) assuming the same initial investment. All households and all prosumers in this REC under consideration would not only financially benefit, but would also reduce their CO_2 emissions as well as increase their level of autarky (not depicted). A sensitivity analysis in Figure 2 highlights the impacts of variations in selected key parameters (e.g., discount rate, electricity prices, feed-in renumerations, production capacity) on the financial result of the REC. Furthermore, the REC renumeration causes financial redistribution effects within the REC.

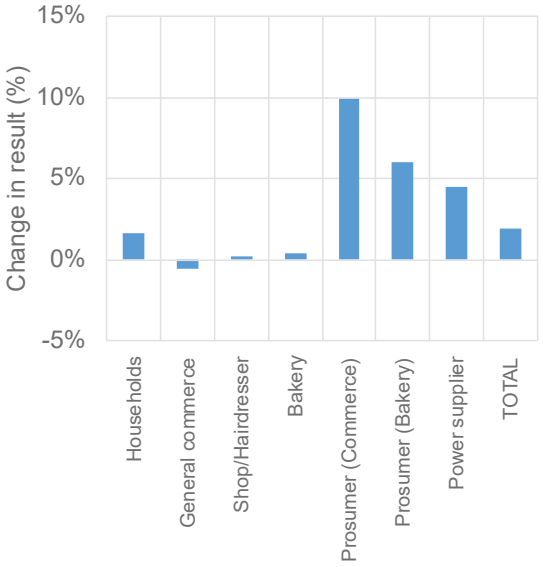


Figure 1: Financial effects with an external power supplier switching its load profile from fluctuating production E1 to constant band production E0 (own illustration)

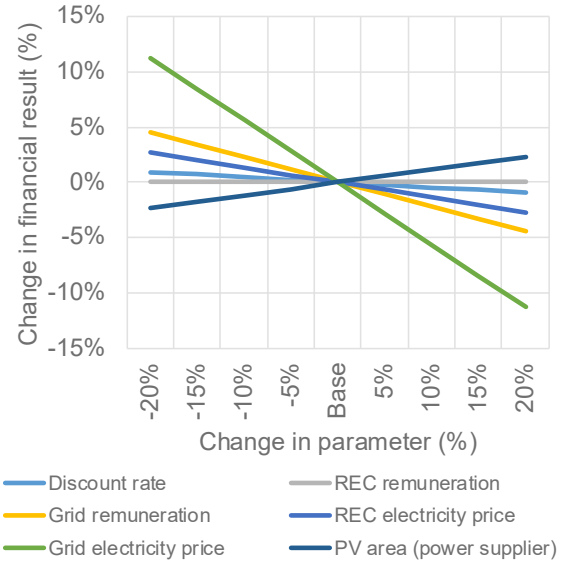


Figure 2: Sensitivity analysis for selected key parameters with respect to the financial result of the REC with an external power supplier having a fluctuating load profile E1 (own illustration

References

[1] Europäische Kommission (2019). Clean Energy for all Europeans package, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_de

[2] RIS (2021). Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619

[3] E-Control (2023). Energiegemeinschaften. https://www.e-control.at/energiegemeinschaften

[4] RIS (2010). Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (ElWoG 2010). https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045

[5] Europäische Kommission (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001&qid=1628174634196

[6] E-Control (2023). Lastprofilvorlagen. https://www.e-control.at/gewerbetarifkalkulator-und-smart-meter

[7] Feichtinger G., Ringhofer S. & Posch W. (2023). Erneuerbare Energiegemeinschaften: Eine modelltheoretische Analyse der Rahmenbedingungen in Österreich. ew – Magazin für Energiewirtschaft 11/2023

6.6.3. Welchen Beitrag liefern Energiegemeinschaften zur Energiewende? Eine kritische Diskussion

Guntram PREßMAIR(*), Martin MAYR, Georg BENKE[1]

Inhalt

Österreich hat mit der Schaffung einer rechtlichen Grundlage für Energiegemeinschaften im Jahr 2021 eine Vorreiterrolle in Europa eingenommen. Seither wurden in Österreich 675 Erneuerbare und 28 Bürgerenergiegemeinschaften gegründet [1]. Doch inwiefern ist dieses Modell tatsächlich zukunftsfähig und kann einen spürbaren Beitrag zur Energiewende leisten? Diese Frage haben sich die Partner des geförderten Forschungsprojektes „Energy Point“ gestellt und in einer systematischen Analyse untersucht.

Die vorliegende Arbeit beinhaltet Auszüge aus einem im Rahmen des Projekts verfassten Positionspapier [2] und wirft einen kritischen Blick auf das Konzept der Energiegemeinschaften. Dabei werden zwei übergeordnete Fragestellungen diskutiert:

- Welche Unterstützung ist notwendig, damit Energiegemeinschaften in Österreich nicht nur großflächig ausgerollt werden, sondern dabei auch einen spürbaren Beitrag zur Energiewende leisten?
- Wie sollte das Konzept der Energiegemeinschaften in Zukunft weiterentwickelt werden, vor allem im Hinblick auf die Kosten-Nutzen-Analyse 2024?

Methodik

In einem ersten Schritt wurden für jede der Ausgangsfragen eine Reihe an Thesen aufgestellt, welche dann in einem iterativen Prozess im Austausch mit Experten aus Energiewirtschaft und Forschung qualitativ untersucht wurden.

Der Erwartungshaltung gegenüber Energiegemeinschaften, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, wurde in folgenden Thesen zusammengefasst:

- Grundlage für mehr Energieflexibilität: Energiegemeinschaften bilden Strukturen, die es ermöglichen, lokal erzeugte Energie auch lokal zu verbrauchen. Damit könnten durch Einsatz von flexiblen Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen) und Speichern (z.B. Batterien) möglicherweise mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen in niedrigen Netzebenen angeschlossen werden, ohne das Verteilnetz zusätzlich zu belasten.
- Anreiz für gemeinsame Investitionen: Ebenso werden durch Energiegemeinschaften Strukturen geschaffen, die gemeinsame Investitionen der TeilnehmerInnen in erneuerbare Erzeugungsanlagen oder Speicher nahelegen.
- Akzeptanz für die Energiewende: Durch die aktive Beteiligung der Bevölkerung an Investitionen in Energieinfrastruktur können Vorbehalte in der Gesellschaft abgebaut werden und die Errichtung von PV und Windkraftanlagen somit beschleunigt werden.

Damit diese Erwartungen erfüllt werden, stellt sich einerseits die Frage, welche Rolle Echtzeitdaten bei der Nutzung von Energieflexibilität in Energiegemeinschaften spielen und andererseits welche Barrieren für Investitionen es aktuell gibt bzw. welche Anreize wünschenswert wären.

Weiters ist nach §79(3) EAG [3] im ersten Quartal 2024 eine Kosten-Nutzen-Analyse vorgesehen. Diese soll untersuchen, ob eine angemessene Beteiligung von Energiegemeinschaften an den Systemkosten sichergestellt ist. In diesem Zusammenhang wurden weitere zwei Thesen formuliert:

[1] e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-0, guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

- Energiegemeinschaften führen zu weniger Umsatz und höheren Ausgleichsenergiekosten bei den Energielieferanten
- Energiegemeinschaften erschweren die Fahrplanerstellung für Energielieferanten

Abschließend wurde der aktuelle Diskussionstand für das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) thematisiert, in dem einige Neuerungen zu erwarten sind, die auch Energiegemeinschaften betreffen.

Ergebnisse

Als Ergebnis dieser Arbeit werden angesichts der aktuell bestehenden Barrieren fünf Forderungen formuliert. Aus Sicht der Autoren sind folgende Anpassungen beim Marktdesign notwendig, sodass Energiegemeinschaften tatsächlich einen Beitrag zur Energiewende leisten können:

- Netzdienliche Tarifstrukturen: Um Netzdienlichkeit zu fördern, braucht es besonders für Energiegemeinschaften netztarifliche Anreize, z.B. Spitzenlasttarife.
- Zielgenaue Förderungen für gemeinschaftliche Investitionen: Um Skaleneffekte zu nutzen, sollten Förderungen vor allem gemeinschaftliche Investitionen anreizen. Außerdem sollte auch intelligentes Energiemanagement förderbar sein.
- Ende der doppelten Netzgebühren für Gemeinschaftsspeicher: Solange Netzgebühren sowohl für das Ein- und Ausspeichern anfallen, sind Batterien als effiziente Gemeinschaftsspeicher in Energiegemeinschaften unrentabel.
- Ende der Diskriminierung bei Reduktion der Netzgebühren: Reduzierte Netztarife sollten unabhängig von der Stromlieferung bzw. der Teilnahme an einer bestimmten Rechtsperson gelten, sondern nur am tatsächlich netzdienlichen Verhalten gemessen werden.
- Die anstehende Kosten-Nutzen-Analyse sollte als umfassende volkswirtschaftliche Bewertung von Energiegemeinschaften verstanden werden. In diesem Zusammenhang sollte einerseits der bisherige Beitrag von Energiegemeinschaften zur Netzentlastung und andererseits die Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf die Ausgleichsenergiekosten von Energieliederanten beleuchtet werden.

Das Projekt Energy Point wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der 7. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms durchgeführt. Die Abwicklung erfolgt über die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG).

Referenzen

[1] [e-Control, „EAG-Monitoringbericht 2023“, 2023. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https:/www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-EAG-Monitoringbericht-2023.pdf/2104d8ca-4a61-d1da-3fde-d90ff7628b35?t=1696968629725

[2] G. Preßmair, M. Mayr, G. Benke, M. Maldet, und M. Katt, „Positionspapier Energiegemeinschaften, Projekt Energy Point“, Dez. 2023. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.e-sieben.at/de/projekte/21021_Energy_Point.php

[3] *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)*. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619&Artikel=&Paragraf=0&Anlage=&Uebergangsrecht=

6.6.4. Elicitation and Formalization of Local Energy Community Stakeholder Requirements in Austria

Oliver LANGTHALER[1], Jawad KAZMI[2], Stefan LINECKER[3]

Introduction

As the world shifts towards renewable energy sources, local energy communities (LECs), which collaborate to generate, exchange and store energy, are becoming increasingly popular. In Austria, this development is facilitated by the political goal of becoming carbon neutral by 2040 and made possible on a legal basis by the renewable energy expansion act (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, EAG), the national implementation of the revised European Union Renewable Energy Directive (RED II) and Internal Electricity Market Directive (IEMD), which provide the common framework for the promotion of energy from renewable sources in the EU [42]. This legislation has been met with rapid adoption, with 145 new LECs in H1 2023 alone.

As pointed out in [43], LECs can potentially bring benefits to the energy system, but are also associated with certain risks. To ensure reliable operation of the overall energy grid during and after this transition phase, it is necessary to thoroughly consider the mass integration of such LECs. The ECOSINT project, which has already been described in [44] and [45], follows a holistic approach that encompasses all relevant stakeholders involved in the set-up and operation of LECs. It mainly aims to develop an information and communications technology (ICT) architecture that allows for large-scale integration into the overall energy system.

The first step in this process was to bring together these stakeholders and to gather, discuss, and harmonize their various requirements, both from an outside view on and an inside view of the LEC. This paper presents the requirements that have been collected and outlines the process of eliciting and formalizing them so that they could serve as a basis to develop the necessary ICT architecture.

Methodology

The advancement of technology and the emergence of new and innovative Smart Grid (SG) applications like LECs have made it possible to address environmental concerns, energy efficiency, renewable integration, etc. This provided new opportunities but has increased the system's complexity further, supplementing the challenges of designing and using these systems. LECs are a class of SG application that can be termed a System of Systems (SoS), as the set of systems "*interact to provide a unique capability that none of the constituent systems can accomplish on its own*", as defined in ISO/IEC/IEEE 21839:2019. The developed methodology for this part of the work is based on the first two *technical processes* of ISO/IEC/IEEE 15288:2023 to cover the *concept* life cycle stage. The approach involved two main phases. Phase one began with the identification of the stakeholders, their classes and the life cycle that they would be involved in.

Stakeholder interests were already reflected to some extent in the composition of the consortium of project ECOSINT. Leveraging the existing understanding of the energy sector and social landscape in the consortium, this group was extended for completeness. Subsequently, representatives for each class of stakeholders were found and invited to a series of workshops[4] to elicit their respective requirements regarding LECs. These workshops involved brainstorming and reflection sessions and were aided by preconceived input as well as custom templates to ensure purposeful progress and appropriate outputs. The newly acquired requirements were analysed and processed in phase two to establish the right scope, build the operational concept, prioritize the requirements, characterize the

[1] Fachhochschule Salzburg GmbH, Urstein Süd 1, 5412 Puch/Hallein, +43 50 2211-1335, oliver.langthaler@fh-salzburg.ac.at, www.fh-salzburg.ac.at
[2] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Vienna, +43 50550-6362, jawad.kazmi@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[3] Salzburg Research Forschungsgesellschaft m.b.H., Jakob Haringer Straße 5/3, 5020 Salzburg, +43 662 2288-441, stefan.linecker@salzburgresearch.at, www.salzburgresearch.at
[4] see https://ecosint.at/?p=339 and https://ecosint.at/?p=393

operational environment as well as the stakeholders, perform trade-off analysis, and so on. For the study, well-known formalisms (SysML and UML) and standards such as ISO/IEC/IEEE 42010 and SGAM were utilized.

Results

The overall process resulted in 27 formalized requirements that could be clustered into 3 categories (technical, organizational, and supporting). As exemplary requirements from the technical category, “standardized data exchange” or “resilience” can be named. The organizational requirements include aspects like “cost savings” or “avoidance of bureaucracy” and last, but not least, the “availability of data for simulation” is one example for the supporting category. The 27 requirements can also be condensed into seven prioritized requirements and motivated by a mission analysis process and intense stakeholder discussion. Subsequently, the prioritized requirements can be cross-referenced with three business use cases, namely, self-consumption optimization, grid-friendliness and LEC-internal energy trading. As a result, and for briefness, further analysis can be performed by assessing, ranking and comparing the business use cases by properties deduced from the requirements (as shown in Figure 1), which is also useful for stakeholder discussion and for implementors.

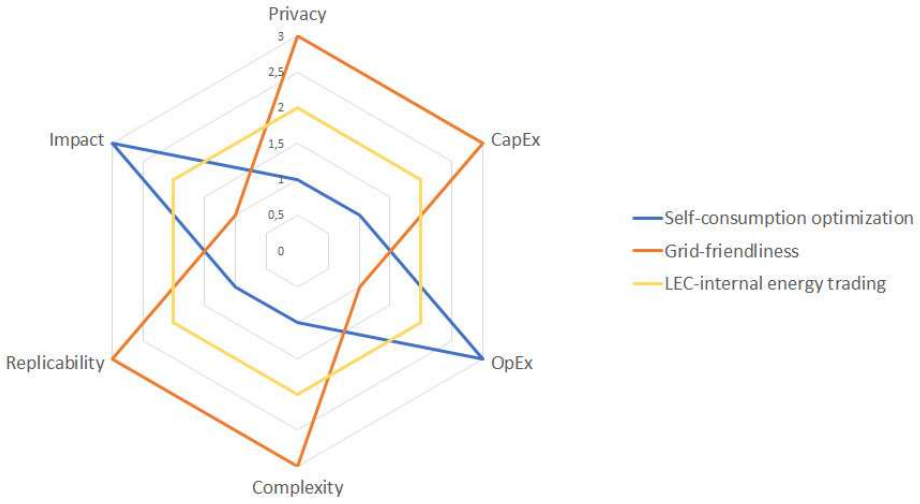


Figure 1: Key parameter assessment and ranking of three main business use cases (1= lowest, 3=highest)

All these considerations were taken int account to make informed suggestions about an ICT architecture that enables successful mass integration of LECs into the energy grid (as described in [4]).

References

[1] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka und F. J. van Tulder, „Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nr. 122, 2020.

[2] Caramizaru, A. Uihlein und et al., Energy communities: an overview of energy and social innovation, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020.

[3] O. Langthaler, „ECOSINT - Developing a well-rounded LEC architecture that integrates well into the grid,“ in Proceedings of the 11th Symposium on Communications for Energy Systems (ComForEn), Vienna, Austria, 2021.

[4] G. Eibl, J. Kazmi, O. Langthaler, M. Schirl und S. Wilker, „Towards Interoperable Local Energy Communities in Austria,“ e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 2023.

6.6.5. Smart energy services for Energy Communities – Business models and user experience analysis from the Serve-U field trial

Karthik BHAT[1], Andrea WERNER[2], Ines MLINARIC[(*)3], Martin EDER[4], Michael SCHMIDTHALER[5]

Introduction

The European energy sector is firmly set on a path of transformation for an achievement of net-zero emissions target by 2050. This path has further opened up several smaller transformations in the country and regional level, mainly in the form of renewable energy communities [1].

The project Serve-U [2] aims at the development and validation of an energy use optimization platform (EOP), which supports energy communities (EC) in terms of energy flow visualization and communication [3] and enables EC members to optimally control the utilization of their renewable energy sources, in a manner that accentuates flexibility and demand optimization, albeit with minimal technical and financial effort. To achieve this, generation estimates based on high-resolution meteorological data, exchange-based price data and self-learning consumption forecasts are effectively integrated into an energy optimization model. A high degree of scalability is achieved by focusing on available generation, load (smart meter and inverter data) and market data, some of which is based on open standards.

On side of the EC members, the idea is to learn new habits in the use of electricity by adapting electricity consumption to generation, all the while using weather forecasts and data to estimate the energy production within the community. Serve-U application uses community member data to create individualized actions and tips on how the community's electricity balance can be improved through manual DSM activities, i.e., shifting the use of domestic appliances.

The overall aim of the project is to determine the economic and ecological potential of such a low-cost optimization approach for energy communities, taking user-specific aspects as pre-condition for acceptance and market uptake into account. In this conference contribution, we will focus on two selected results from the project Serve-U; (1.) results from the development of business models for smart energy services and (2.) results from users' experience analysis on the acceptance of the EOP through app interaction, response to time-sensitive and motivational actions and feedback within the functional validation phase.

Methods

For the development of business models that allow scalability and integrate individual behaviour patterns thereby ensuring acceptance of the platform, literature research has been conducted in order to identify the different tools already available on the market. Furthermore, gain a deeper understanding on the functionalities offered by these tools and acquire an overview on the market situation. Secondly, two workshops with in total 12 private persons that are interested in using and interacting with the elaborated prototype by the Serve-U project (pre-informed, energy community members or in closer affiliation with project partners' customer basis) has been conducted in order to identify pre-conditions and

[1] FH Technikum Wien, Department Industrial Engineering, Resilient Energy Systems, Giefinggasse 6, 1210 Wien, +43 1 333 40 77 7413, karthik_subramanya.bhat@technikum-wien.at

[2] FH Technikum Wien, Department Industrial Engineering, Resilient Energy Systems, Giefinggasse 6, 1210 Wien, +43 1 333 40 77 2646, andrea.werner@technikum-wien.at

[3] FH Technikum Wien, Department Industrial Engineering, Resilient Energy Systems, Giefinggasse 6, 1210 Wien, +43 1 333 40 77 5796, ines.mlinaric@technikum-wien.at

[4] University of Applied Sciences Upper Austria Wehrgrabengasse 1-3 | 4400 Steyr/Austria Tel.: +43 50 804 33482 Martin.Eder@fh-steyr.at

[5] University of Applied Sciences Upper Austria Wehrgrabengasse 1-3 | 4400 Steyr/Austria Tel.: +43 50 804 33481 | Fax: +43 50 804 33599 Michael.Schmidthaler@fh-steyr.at

perspectives that business-model development can be based upon. The first part of the conference contribution will elaborate on results of these business models.

As a primary project milestone, we successfully developed a functional prototype of an application integrating smart energy services and a day-ahead optimization model. The prototype underwent validation in a real-world context through three distinct phases. Participants were integrated with their household data, encompassing consumption, generation, information on applicable technologies for demand-side management (DSM) measures, and individual preferences. All participants were aggregated to a hypothetical energy community. During the functional validation, which spanned several weeks, participants received visualizations, energy community information, and specific DSM instructions via push notifications through the application. The application facilitated user interaction with project personnel, progress tracking of fellow members, and feedback provision regarding the intention to implement suggested measures in household practices.

Concurrently, the social-empirical research component aimed to identify criteria for framework conditions, incentives, and motivators influencing user adoption of the Energy Optimization Platform (EOP) in their energy practices. We developed and implemented potential framework conditions into the app as motivational texts, drawing on insights from previous studies and preliminary projects. The functional validation phase had multiple objectives, including validating the effectiveness of time-sensitive DSM actions, testing the motivation concept, evaluating and enhancing app attractiveness through ratings and feedback, and assessing the long-term impact of application interaction on household practices and willingness to adopt behavioral changes. To that end, each validation phase included two online workshops to gather qualitative insights into users' expectations before and experiences after the validation phase. A pre-post survey setup accompanied the functional validation, yielding longitudinal data for comparing users' acceptance, perspectives on DSM measures, willingness to adopt such actions, insights into household energy practices, and attitudes. The second part of this conference contribution focuses on results from the analysis of users' experiences during the validation phase.

Expected results

The specification of general service business models with regard to the requirements of energy service platforms made it possible to define three interaction models, namely (i) analogue energy community, (ii) user-induced behavioural adaptation, and (iii) automated system optimisation based on modelling algorithms. Analyzing these afore mentioned interaction models provided valuable insights into the nature and structures of these business models, along with their corresponding benefits in achieving objectives such as (i) increasing the share of renewable energy sources, (ii) fostering decentralized production and consumption patterns, and (iii) enhancing resilience and grid serviceability.

The social-empirical analysis of the pre-post survey results shed light on users’ expectations and their fulfillment on interactions through the platform app, their potential motivations within ECs and willingness to adopt new energy practices and shifting their household behavior towards manual DSM. Throughout the validation period, user interactions with the app and their expressed willingness to act on suggested measures were tracked through activity reports, yielding insights into the actual commitment to implement actions in their households. The results and analysis informed the development and refinement of criteria determining the successful adoption and acceptance of behavioral adjustments.

In conclusion, empirical findings suggest that platforms like Serve-U contribute to the optimal utilization of renewable energy sources within energy communities. They facilitate demand optimization with minimal technical and financial effort for the energy community, promoting self-sufficiency and increasing awareness of energy use among community members.

References

[1] B. Boitier et al., „A multi-model analysis of the EU’s path ton et zero,“ Joule, 2023, doi: 10.1016/j.joule.2023.11.002

[2] Serve-U.at, SERVE U: Forschungsprojekt zu Prognose und Verbrauchsoptimierung in Energiegemeinschaften. [Online]. Available: https://serve-u.at/

[3] Klima- und Energiefonds, Leitfaden Energiegemeinschaften: Ausschreibung 2023. [Online]. Available: https://energiegemeinschaften.gv.at/wp-content/uploads/sites/19/2023/09/Leitfaden_Energiegemeinschaften_2023.pdf

6.6.6. An Inclusive and Community-Oriented Social License to Automate: First Insights

Lisa DIAMOND[1], Frederike ETTWEIN[2], Bernadette FINA, Giulia GARZON[3], Benjamin KIRCHLER, Andrea KOLLMANN, Lenart MOTNIKAR, Andrea WERNER, Jennifer BRANLAT[4], John EAKINS[5], Ida Marie HENRIKSEN, Declan KUCH[6], Na LI[7], Bernadette POWER, Geraldine RYAN, Tomas Moe SKJØLSVOLD, Helena STRÖMBERG[8], Selin YILMAZ[9]

Introduction

The energy transition presents one of the most prominent challenges on the path to a sustainable future and has become an even more urgent concern in the context global upheaval and associated supply and price crises. In a system with a high share of renewable energy sources, end-users have the potential to play a crucial part in ensuring grid stability through demand side management (DSM). Automated DSM solutions offer great benefits regarding optimal use of flexibility potential but rely on a social license to automate (SLA) [2]. Further development of the SLA concept, integrating in-depth insights in diversity-specific considerations and a community-oriented perspective, promises to facilitate the granting and maintaining of such a license on a larger scale and in a more sustainable manner.

Automated and semi-automated DSM solutions promise support to consumers in adapting energy use but are currently often geared towards users as “one fits all” solutions, thereby failing to sufficiently take heterogeneity in motivation, household practices, knowledge, literacy, and ultimately flexibility potentials into account [2]. Further, energy communities (EC) could serve as a stepping stone towards engaging a great diversity of citizens collectively and foster trust towards energy efficiency applications and demand side management mechanisms to secure future energy supply [3]. This contribution presents first results of the “Social License to Automate 2.0” project which is dedicated to exploring how automated DSM can accommodate gender and diversity aspects and build on energy communities for promoting a social license.

The role of gender and diversity in flexibility

A literature analysis [4] on the impact of gender and diversity on DSM flexibility revealed three primary barriers in household demand side management (DSM) programs: (1) There is an unresolved tension between DSM technology being perceived as a masculine domain and the home as a feminine domain. Contributing to this is the tendency to design DSM technology and communicate its availability and benefits typically with male, technology affine users in mind, failing to engage women sufficiently. (2) Low-income households face challenges in accessing the technology needed to enable both flexibility and savings. This brings the risk of excluding them from the cheapest available energy when it is made dependent on being able to afford specific equipment. (3) The literature shows disparities in participation opportunities in relation to age; while the elderlies are being challenged by a lack of digital literacy and apprehension towards new technology, younger consumers are limited by social constraints that impact their ability to exercise control over household consumption.

[1] AIT Austrian Institute for Technology, Giefinggasse 4, 1210 Vienna, Austria, lisa.diamond@ait.ac.at
[2] University of Applied Sciences Technikum Wien, Höchstädtplatz 6, 1200 Vienna, Austria
[3] Energy Institute, Johannes Kepler University Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Austria
[4] NTNU Norwegian University of Science and Technology, NO-7491, Trondheim, Norway
[5] University College Cork, Western Road, Cork, Ireland
[6] Western Sydney University, Parramatta South, Sydney, Australia
[7] Delft University of Technology, Mekelweg 5, 2628 CD Delft, the Netherlands
[8] Chalmers University of Technology, SE41258, Gothenburg, Sweden
[9] University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205, Geneva, Switzerland

A diversity-oriented analysis of the Flash Eurobarometer 514 survey data examining the EU's response to energy-specific challenges across 27 countries [5] showed, that women and older people are more likely to carry out energy conservation behaviours such as unplugging appliances, turning off lights, and lowering the room temperature. Further, men are more likely to be involved in energy-related purchasing decisions and having children within the household decreases the likelihood of behavioural change.

Energy Community Potential

A critical review of EC initiatives (e.g., renewable energy communities, citizen energy communities, energy cooperatives, and several national EC initiatives) regarding their legislative background was carried out and a conceptual framework to investigate how EC initiatives address social aspects was developed [6]. Different strengths and weaknesses were found with e.g. some EC initiatives enabling improved distributional justice, where benefits were directly and equitably shared with the community, whereas others support procedural justice through involving citizens in the initiation process and the governance.The analysis also underlined that EC initiative features, such as governance, initiating actors, and modes of community operation, have significant implications on social aspects and thus on the overall social license negotiation. Results suggest that strengthening the social impacts of EC initiatives will be key for perceived legitimacy, development of trust, and the granting of a social license.

Flexibility Profiles

The analysis of household survey responses within the ECHOES project (31 countries) to gain a diversity-specific understanding of general attitudes towards DSM automation in Europe revealed that women, younger people and people who perceive themselves to be "better off" are more positively inclined towards automated DSM [7]. Results also point towards intersectional effects, indicating that gender in relation to status impacts attitudes; women who perceive themselves as better off are more willing to accept automation, while for men their perceived social status does not seem to relate to their willingness. Consumption profile analyses of Austrian single households available through the PEAKApp project show gender-related load profile differences with higher peaks for women during weekdays, overall higher consumption baselines on daily consumption profiles for males, higher consumption peaks for women in winter, and overall lower consumption for women in summer.

Conclusion

Based on these emerging findings first steps were made towards extending the social license concept towards inclusivity and community-orientation. These include an emphasis on the need to contextualize the impact of (automated) DSM, reaching out to end-users and helping them understand DSM within their everyday contexts in easily relatable forms, as well as the need to truly consider how social factors can be integrated in the conceptualization and execution of EC initiatives.

Acknowledgements

These results stem from the "Social License to Automate 2.0" annex carried out within the UsersTCP under the auspices of the IEA. The Austrian contribution is funded by the Austrian Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology.

References

[1] P. Palensky und D. Dietrich, „Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads", *Ind. Inform. IEEE Trans. On*, Bd. 7, Nr. 3, Art. Nr. 3, 2011.

[2] S. Adams *u. a.*, „Social license to automate: A critical review of emerging approaches to electricity demand management", *Energy Res. Soc. Sci.*, Bd. 80, S. 102210, Okt. 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102210.

[3] G. Dóci, E. Vasileiadou, und A. C. Petersen, „Exploring the transition potential of renewable energy communities", *Futures*, Bd. 66, S. 85–95, 2015.

[4] I. M. Henriksen *u. a.*, „The Role of Gender, Age, and Income in Demand Side Management Participation: A Literature Review", in *Conference Proceedings BEHAVE 2023*, Maastricht, NL, 2023.

[5] G. Ryan, B. Power, und J. Eakins, „Sparks of Change: How do Age and Gender Impact the Actions Taken to Reduce Energy Use?", in *Conference Proceedings BEHAVE 2023*, Maastricht, NL, 2023.

[6] B. Fina, S. Yilmaz, F. Ettwein, und A. Werner, „Typologies of energy community initiatives and their social implications", gehalten auf der 18th IAEE European Conference, Milan, IT, 2023.

[7] G. Garzon, S. Yilmaz, N. Li, A. Kollmann, und B. Kirchler, „Unveiling Energy Consumption Flexibilities from a Gender and Diversity Perspective", in *Conference Proceedings BEHAVE 2023*, Maastricht, NL, 2023.

7 (FERN-)WÄRMEVERSORGUNG UND ENERGIEEFFIZIENZ

7.1. REGIONALE/LOKALE WÄRMEVERSORGUNG

7.1.1. KI-Gestützte Steuerung für Kühlsysteme

Thomas NACHT[1], Robert PRATTER[2], Nina BISKO[3]

Ausgangslage

Der Klimawandel wird zu einem erhöhten Kühlbedarf (+25%) bzw. zu einer höheren Anforderung an Kühlsysteme führen [1]. Erfolgt der Einsatz aktiver Kühlgeräte (Klima-Anlagen) unkoordiniert, kann das punktuell zu einer starken Belastung des Verteilernetzes führen. Gleichzeitig bietet die Integration neuer Technologien aber auch die Möglichkeit zur Schaffung und Nutzung von Flexibilitäten, was ein wichtiges Werkzeug Umgang mit den Problemen der Energiewende [2].
Durch eine Steuerung der Kühlgeräte könnte ein Einsatz gezielt auf Zeiten mit PV-Erzeugung ausgerichtet werden, was einer aktiven Steuerung und einer zentralen Logik bedarf. Da gerade für kleinere Verteilernetzbetreiber eine umfassende Digitalisierung ihrer Netze noch nicht erfolgt ist, bedarf es Lösungen, die mit den vorhandenen Messdaten im Netz und bestmöglich mit einer unidirektionalen Kommunikation auskommen. Diesen Ansatz hatte auch das Forschungsprojekt Cooling LEC, das im Rahmen der 6ten Ausschreibung des Forschungsprogramms „Stadt der Zukunft“ gefördert wurde[4].

Methode

Zur Umsetzung wurde ein selbstlernendes System (SLS) entwickelt, welches Schaltempfehlungen aussandte und das Einschaltverhalten der Kühlgeräte mittels erweiterter Flankenerkennung ermittelte. Lastspitzen in der Größenordnung der Kühlleistung wurden im gemessenen Gesamtstromverbrauch detektiert und daraus die Laufzeit der Kühlgeräte abgeleitet. Die Herausforderung bestand darin die Flankenerkennung so zu parametrieren, dass Fehldetektionen vermieden werden, da unter anderem die Einschaltvorgänge keine perfekten Sprungantworten lieferten. Um damit umzugehen, wurde je Wochentag ein mittleres Lastprofil ohne Kühlleistung ermittelt und dieses dem aktuell gemessenen Lastprofil gegenüberstellt. Die Differenz der beiden Lastprofile sowie die Außenlufttemperatur wurden als weitere Inputgrößen für die Ermittlung der Betriebszeiten der Kühlgeräte verwendet. Mittels des SLS wurden anschließend die Einschaltzeitpunkte der Kühlgeräte, sowie die Gesamtlast des Gebäudes, der Lastverlauf im Verteilernetz und die PV-Erzeugung prognostiziert.
Hierfür kam ein Multi-Dense-Layer-Model auf Basis von Tensorflow [3] zum Einsatz, das in der Lage ist Zeitreihen vorherzusagen. Unter Verwendung der Außenlufttemperatur sowie Informationen zu Uhrzeit, Wochentag und Jahresgang, jeweils als Sinus- bzw. Cosinuskurve konnte der Betrieb der Kühlgeräte besser prognostiziert werden. Damit wurden jeden Tag Empfehlungen für den idealen Zeitpunkt der Einschaltungen ausgeschickt, der sich durch einen minimalen Strombezug aus dem Netz auszeichnet. Die maximale Verschiebezeit zwischen prognostiziertem und optimalem Einschaltzeitpunkt wurde so definiert, dass es zu keinen signifikanten Komforteinbußen kommt.
Das entwickelte Empfehlungssystem wurde mit zwei Datensätzen (06.21 – 09.21 und 06.22 – 09.22) trainiert und anschließend für zwei Gebäude in Hartberg erprobt. Eine direkte Ansteuerung der Kühlgeräte war nicht möglich, diese wurden manuell von den Angestellten gesteuert.
Von der geplanten direkten Einbindung des SLS in die RSA der Stadtwerke wurde aufgrund von Sicherheitsbedenken Abstand genommen. Stattdessen erfolgte die Einbindung über eine E-Mail-Schnittstelle. Dieser Ansatz hatte sich bereits im Forschungsprojekt HGD bewährt [4]. Auf Basis dieser

[1] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13a, 8010 Graz, +43 664 88500336, thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at
[2] +43 664 88 500 337, robert.pratter@4wardenergy.at
[3] nina.bisko@4wardenergy.at
[4] „Stadt der Zukunft“ ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT) abgewickelt.

E-Mail wurde eine Empfehlung über den idealen Einschaltzeitpunkt der Kühlgeräte an die Mitarbeiter:innen geschickt, welche zusätzlich durch optische Signale ergänzt wurde.

Ergebnisse

Das System wurde im Zeitraum von 06.2023 bis 10.2023 in einer Realanwendung getestet. Im Zuge dessen konnte die grundsätzliche Funktionalität der KI gestützten Steuerung positiv beurteilt werden, so zeigt bspw. Abbildung 1 die Flankenerkennung für einen Testdatensatz aus 2021.

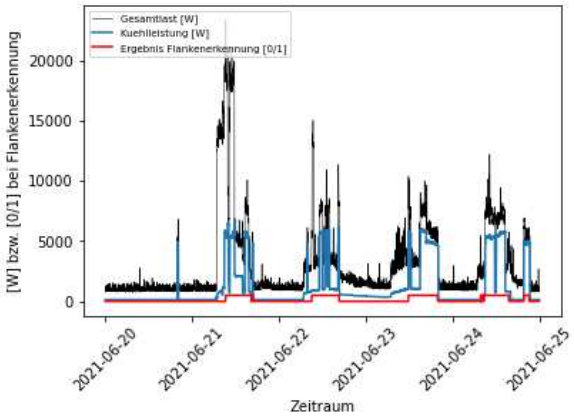


Abbildung 1: Ergebnis der Flankenerkennung für fünf beispielhafte Tage im Juni 2021

Aufgrund der Komplexität der Anwendung und der Ausgangssituation bei den Demonstrationsgebäuden ergab sich ein Verbesserungsbedarf für das System bei der Treffsicherheit der Empfehlungen. Dabei stellte die Detektion des Betriebs der Kühlgeräte aufgrund der im Verhältnis zur Gesamtlast geringen Leistung sowie die Prognose der Nutzungszeitpunkte die größte Herausforderung dar. Letztere ergab sich, da nicht nur eine Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur vorlag, sondern auch von der Nutzung der Räumlichkeiten durch mehrere Personen und die individuellen manuellen Einschalthandlungen. Damit zeigte sich eine Abhängigkeit des Betriebs der Kühlgeräte nicht nur davon, ob gerade Personen anwesend sind, sondern auch davon, welche Personen es sind und wie deren persönliche Behaglichkeitsgrenzen sind, wozu das SLS keine Informationen hat. In Kombination mit Urlaubszeit im Sommer kam es zu Einschränkungen in der Treffsicherheit des Systems.
Über den betrachteten Zeitraum wurde für 23 Tage ein Kühlbedarf prognostiziert, wobei an 15 dieser Tag die Kühlgeräte die Kühlgeräte tatsächlich in Betrieb genommen wurden. An weiteren 12 Tagen wurden die Kühlgeräte abweichend von der Empfehlung in Betrieb genommen.

Fazit

Die Eignung der KI-gestützten Steuerung für Kühlsysteme ist stark von der jeweiligen Ausgangssituation der zu kühlenden Räumlichkeiten abhängt. Einerseits muss die Kühlleistung in einem entsprechenden Verhältnis zur Gesamtlast stehen, so dass die Detektion der Kühlleistung aus den Messdaten der Gesamtlast möglich ist. Andererseits werden Messdaten über einen längeren Zeitraum zum Trainieren der KI benötigt. Darüber hinaus ist eine gewisse Regelmäßigkeit im Betrieb der Kühlgeräte vorteilhaft. Sind diese Voraussetzungen gegeben, können mit dem entwickelten Ansatz gute Ergebnisse erzielt werden. Ist das nicht oder nur eingeschränkt der Fall, muss der Einsatz der vorgestellten Optimierung sorgfältig abgewogen werden.

Referenzen

[1] N. D. Miranda *u. a.*, „Change in cooling degree days with global mean temperature rise increasing from 1.5 °C to 2.0 °C“, *Nat Sustain*, Bd. 6, Nr. 11, S. 1326–1330, Juli 2023, doi: 10.1038/s41893-023-01155-z.

[2] [Bundesnetzagentur, „Flexibilität im Stromversorgungssystem“. März 2017. Zugegriffen: 27. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[3] TensorFlow Developers, „TensorFlow“. Zenodo, 14. November 2023. doi: 10.5281/ZENODO.4724125.

[4] M. Puchegger, „Hybrid Grids Demo“, Forschung Burgenland GmbH, Wien, SmartCities #1/2020, Jän. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://smartcities.at/wp-content/uploads/sites/3/BGR1_20_Hybrid-Grid-Hartberg-3.pdf

7.1.2. Braucht die Wärmewende regulatorische Instrumente?

Lukas KRANZL[1], Andreas MÜLLER[2]

Einleitung

In verschiedenen Ländern und auf unterschiedlichen politischen Ebenen wurden in den vergangenen Jahren regulatorische Instrumente zur Erreichung der Klima- und Energieziele im Gebäudesektor kontroversiell diskutiert, wie beispielsweise die „Minimum Energy Performance Standards“ in der europäischen Gebäuderichtlinie, das Gebäude-Energiegesetz in Deutschland oder das erneuerbare Wärmegesetz in Österreich. In allen genannten Fällen war das Ergebnis der politischen Diskussion, dass die ursprünglich diskutierten stringenten regulatorischen Vorgaben, wie Sanierungsverpflichtungen oder Kesseltauschgebote letztendlich nicht legislativ umgesetzt wurden.

In dem Zusammenhang stellen sich folgende Fragen, die wir im Rahmen dieses Beitrags analysieren:

- Welche Auswirkungen auf Energiebedarf und Energieträgermix hat es, wenn im Gebäudesektor auf ordnungspolitische Instrumente verzichtet wird?
- Was bedeutet das für die Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen?
- Welche sozialen Implikationen sind mit der Umsetzung bzw. auch dem Fehlen von stringenten ordnungspolitischen Instrumenten im Gebäudesektor verbunden?

Die Ergebnisse wurden im Rahmen der Projekte „Pathways for Energy Efficient Heating and Cooling“ [1] im Auftrag der Europäischen Kommission sowie „Transitioning buildings to full reliance on renewable energy and assuring inclusive and affordable housing“ [2] im Rahmen des ACRP erarbeitet.

Methode

Wir analysieren diese Fragestellungen sowohl aus einer europäischen als auch österreichischen Perspektive, indem wir Szenarien mit unterschiedlicher Stringenz ordnungspolitischer Instrumente mit dem techno-sozio-ökonomischen Bottom-up Gebäudebestandsmodell Invert/EE-Lab (www.invert.at bzw. z.B. [3]) entwickeln. Die Szenario-Ergebnisse werden hinsichtlich der Auswirkungen auf die Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen (für EU-27) sowie sozialer Implikationen (für Österreich) analysiert. Dem folgt eine Diskussion der Ergebnisse und der dahinterliegenden Annahmen und insbesondere auch, was eine Änderung mancher dieser Grundannahmen im Modell für die Schlussfolgerungen bedeuten könnten.

Als ordnungspolitische Instrumente betrachten wir erstens die Verpflichtung zum Ersatz von Heizsystemen, die mit flüssigen bzw. gasförmigen Energieträgern betrieben werden können, und zweitens die verpflichtende Sanierung von Gebäuden, die einen bestimmten Energieeffizienzstandard nicht erreichen.

Diese zwei Kernelemente möglicher regulativer Vorgaben kombinieren wir in verschiedenen Varianten zu Szenarien und ergänzen sie erstens um Annahmen bzgl. des Anstiegs an CO2-Bepreisung und zweitens um mögliche Förder-Regime zur Finanzierung von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle bzw. des Heizsystems.

Zur Analyse der sozialen Implikationen unterscheiden wir verschiedene Akteursgruppen, die sich hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse (selbstgenutztes Eigentum vs. Mieten, wobei wir hier weiters nach privat vermieteten Wohneinheiten sowie gemeinnützigen und kommunalen Wohnbauträgern unterscheiden), dem Gebäudetyp (Einfamilienhaus vs. Mehrfamilienhaus, im letzten Fall Errichtungsjahr vor vs. nach 1945) sowie dem Einkommen und – im Fall des selbst genutzten Eigentums nach dem Alter der EigentümerInnen.

[1] Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29/370-3, 1140, Wien, Austria, kranzl@eeg.tuwien.ac.at
[2] e-think energy research, mueller@e-think.ac.at

Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse zeigen erstens, dass auch Szenarien mit relativ hohen CO2-Preisen bzw. Förderregimen nicht das Niveau an Gebäudesanierungen und der damit verbundenen Energieeinsparungen erreichen, wie dies im Fall ordnungspolitischer Vorgaben der Fall wäre. Im ersteren Fall liegen die erreichten Einsparungen von 2020-2050 in etwa bei 37%, im zweiten Fall bei etwa 43%.

Zweitens ist der Anteil an flüssigen und gasförmigen Energieträgern im Jahr 2050 in der EU-27 im Szenario ohne ordnungspolitische Eingriffe deutlich höher (über 30% am Endenergiebedarf) als mit verpflichtenden Heizkesseltauschvorgaben (unter 8% des Endenergiebedarfs).

Dies bedeutet, dass entweder die Energie- und Klimaziele verfehlt werden, wenn der verbleibende Bedarf an flüssigen und gasförmigen Energieträgern nicht erneuerbar gedeckt wird, oder dass das System durch hohe variable, verbrauchsabhängige Kosten für die Deckung durch erneuerbare Gase und flüssige Brennstoffe geprägt ist. Dies führt zu einer erhöhten Anfälligkeit gegenüber der Preisentwicklung gegenüber diesen Energieträgern und somit einer verringerten Resilienz.

Die Kostenanalyse nach Akteursgruppen zeigt für den Fall von Österreich, dass Bewohner von Mietwohnungen und insbesondere einkommensschwache Haushalte in Szenarien ohne entsprechende Ordnungspolitik mit steigenden laufenden Kosten zu rechnen haben, da der Anteil der sanierten Gebäude gerade in diesem Segment deutlich geringer ist als in Szenarien mit starker Ordnungspolitik.

Die Ergebnisse sind im Wesentlichen durch folgende Punkte begründet: Erstens konnte in der Vergangenheit gezeigt werden, dass Entscheidungen im Gebäudesektor von EigentümerInnen nicht immer auf rein rationaler Basis getroffen werden, d.h. dass nicht immer die rein ökonomisch kostengünstigsten Entscheidungen getroffen werden. Zweitens bestehen substanzielle Unsicherheiten hinsichtlich der möglichen Entwicklung an Energiepreisen, die eine ökonomisch fundierte rationale Entscheidung weiter erschweren. Drittens besteht im Bereich der Mietwohnungen ein ausgeprägtes Investor-Nutzer-Dilemma und viertens existieren im Bereich der Mehrfamilienhäuser im Eigentum auch Schwierigkeiten in der Entscheidungsfindung auf Basis von Mehrheitsbeschlüssen.

Schlussfolgerungen

Ohne stringente ordnungspolitische Instrumente, wie diese in den vergangenen Jahren intensiv politisch diskutiert wurden, erscheint es schwierig, die postulierten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen auf österreichischer und europäischer Ebene auf einem resilienten, krisensicheren und sozial ausgewogenen Pfad zu erreichen, der durch ein hohes Maß an Energieeffizienz und somit geringe laufende Ausgaben an Energieträgern geprägt ist. Ordnungspolitik kann daher als Schutz insbesondere vulnerabler Gruppen vor steigenden Energiepreisen und Kosten erneuerbarer Gase gewertet werden.

Nur falls es also gelingt, mit einer Kombination von Beratung und Sanierungscoaching, transparent und glaubwürdig kommunizierten Pfaden zu Energie- bzw. CO2-Bepreisung und legistischen Maßnahmen insbesondere im Miets- und Wohnungseigentumsrecht die oben genannten Barrieren zu reduzieren, könnten auch rein ökonomische Anreize, d.h. ohne Ordnungsrecht zu ähnlich effektiven und sozial ausgewogenen Zielerreichungspfaden im Gebäudesektor führen. Die realpolitischen Entscheidungen auf EU-Ebene, in Deutschland und Österreich der vergangenen Monate lassen es notwendig erscheinen, diese Maßnahmen verstärkt in den Fokus zu rücken, solange keine politischen Mehrheiten für entsprechende regulative Vorgaben wie das Stillegungsgebot fossiler Heizsysteme oder Sanierungsverpflichtungen bestehen.

Referenzen

[1] L. Kranzl, ‘Pathways for Energy Efficient Heating and Cooling. Forthcoming.’, ENER/2020/OP/0019, 2024.

[2] L. Kranzl *et al.*, ‘Transitioning buildings to full reliance on renewable energy and assuring inclusive and affordable housing. The Decarb_Inclusive project, supported by the ACRP program. Publishable Report.’, Wien, 2020. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/B769982-ACRP10-Decarb_inclusive-KR17AC0K13648-EB.pdf

[3] A. Müller, ‘Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock’, PhD-Thesis, Technische Universität Wien, Wien, 2015.

7.1.3. Analyse des Potenzials des Bodensees und der Möglichkeiten zur Wärmeversorgung der angrenzenden Gemeinden in Vorarlberg

Richard BÜCHELE[1], Markus FREI[2], Ulrich LANG[3]

Inhalt

Voruntersuchungen [1] haben gezeigt, dass eine Transformation des Wärmesektors in Vorarlberg möglich ist, wenn einerseits der Wärmebedarf deutlich reduziert wird und andererseits alle verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen genutzt werden. Als eine mögliche erneuerbare Wärmequelle könnte hier der Bodensee eine wichtige Rolle für die Transformation und die Dekarbonisierung des Wärmesektors in den angrenzenden Bodenseegemeinden in Vorarlberg spielen. Die durchgeführte Potenzialanalyse untersucht alle drei Teile einer möglichen Wärmenetzgebundenen Versorgung: Den Bodensee als Wärmequelle, mögliche Standorte für Energiezentralen zur Entnahme, Umwandlung und den Transport der Energie, sowie den Wärmebedarf der Gebäude als Wärmesenke.

Methodik

Die Methodik der Potentialanalyse gliedert sich in drei Teile welche im Folgenden beschrieben werden (1) Modellierung des Wärmebedarfs der Gebäude und daraus resultierender potenzieller Wärmenetzgebiete (2) Identifizierung möglicher Standorte und Auslegung der Energiezentralen und Transportleitungen (3) Untersuchung der Auswirkungen der Energieentnahme auf den See im Hinblick auf die Konventionen der Internationalen Gewässerschutzkommission Bodensee (IGKB).

Wärmesenke – Wärmebedarf von Gebäuden und potenzielle Wärmenetzgebiete

Die Analyse der Wärmesenke basiert auf einem Gebäudemodell auf Adressebene unter Einbezug verschiedener Datenquellen. Mit diesem Modell werden der aktuelle und ein möglicher zukünftiger Wärmebedarf und daraus resultierende Wärmebedarfsdichten berechnet. Anhand der Wärmebedarfsdichte und der Eigenschaften der Gebäude werden potentielle Wärmenetzgebiete und deren Parameter identifiziert (Wärmebedarf, Heizleistung, Anzahl und Nutzung der Gebäudeinnerhalb des potentiellen Wärmentzgebietes, Entfernungen etc.).

Wärmeumwandlung und -transport

Für die im ersten Schritt identifizierten potentiellen Wärmenetzgebiete werden entsprechende Standorte für die Energiezentralen und mögliche Transportrouten identifiziert und dimensioniert. Die Standorte sollten möglichst nahe am See liegen, aber auch eine entsprechende Nähe zur Wärmesenke haben, eine Größe von mehr als 300-500 m² Freifläche aufweisen, über geeignete Untergrundverhältnisse und Infrastrukturanschlüsse (Strom etc.) verfügen und idealerweise im Eigentum der Gemeinde selbst sein und sollte natürlich einer Widmung entsprechen, die diese Bebauungsart zulässt.

Wärmequelle – Implikationen auf den Bodensee

Die Auswirkungen der Nutzung der Wärmeenergie an den vorgeschlagenen Standorten am Bodensee werden mit dem Tool „BodenseeOnline“ analysiert [2]. Das Tool ist ein numerisches Online-Modellierungssystem zur Simulation dreidimensionaler hydrodynamischer Prozesse und Ökosystemdynamiken im See, das mit einem Strahlmodell gekoppelt ist. Mit dem Modellsystem werden die Auswirkungen durch die Entnahme ermittelt und nachgewiesen, dass die IGKB-Konventionen einer ausreichenden Vermischung und Einschichtung in 20 bis 40 m Tiefe eingehalten werden.

[1] Energieinstitut Vorarlberg, Campus V - Stadtstraße 33, AT – 6850 Dornbirn, richard.buechele@energieinstitut.at, https://www.energieinstitut.at
[2] PB Ingenieure für Energie- und Gebäudetechnik, Bahnhofstrasse 6, CH – 6060 Sarnen, mf@ing-berchtold.ch
[3] Ingenieurgesellschaft Prof. Kobus und Partner GmbH, Willhelm-Haas-Strasse 6, DE – 70771 Leinfelden-Echterdingen, lang@kobus-partner.com

Vorläufige Ergebnisse

Der Wärmebedarf der Gebäude wurde detailliert modelliert und analysiert und darauf aufbauend eine Wärmedichtekarte erstellt und potenzielle Wärmenetzgebieten identifiziert. Basierend auf der Wärmedichtekarte und der Gebäudestruktur wurden sieben potenzielle Wärmenetzgebiete mit ihren potenziellen Standorten für die Wärmezentralen identifiziert. Abbildung 1 zeigt die resultierende Wärmedichtekarte für den Status-Quo-Wärmebedarf und die weißen Kreise zeigen die potenziellen Netzgebiete mit den jeweiligen potenziellen Wärmezentralen an. Die gelben Höhenlinien im Bodensee zeigen die Tiefe zwischen 20 und 40 m an, in der die Entnahme und Rückgabe des Wassers erfolgen muss. Die Entfernung von den Wärmezentralen bis zu diesen Tiefen reicht von 250 m bis zu 800 m als notwendige Länge der Entnahme- und Rückgabeleitungen.

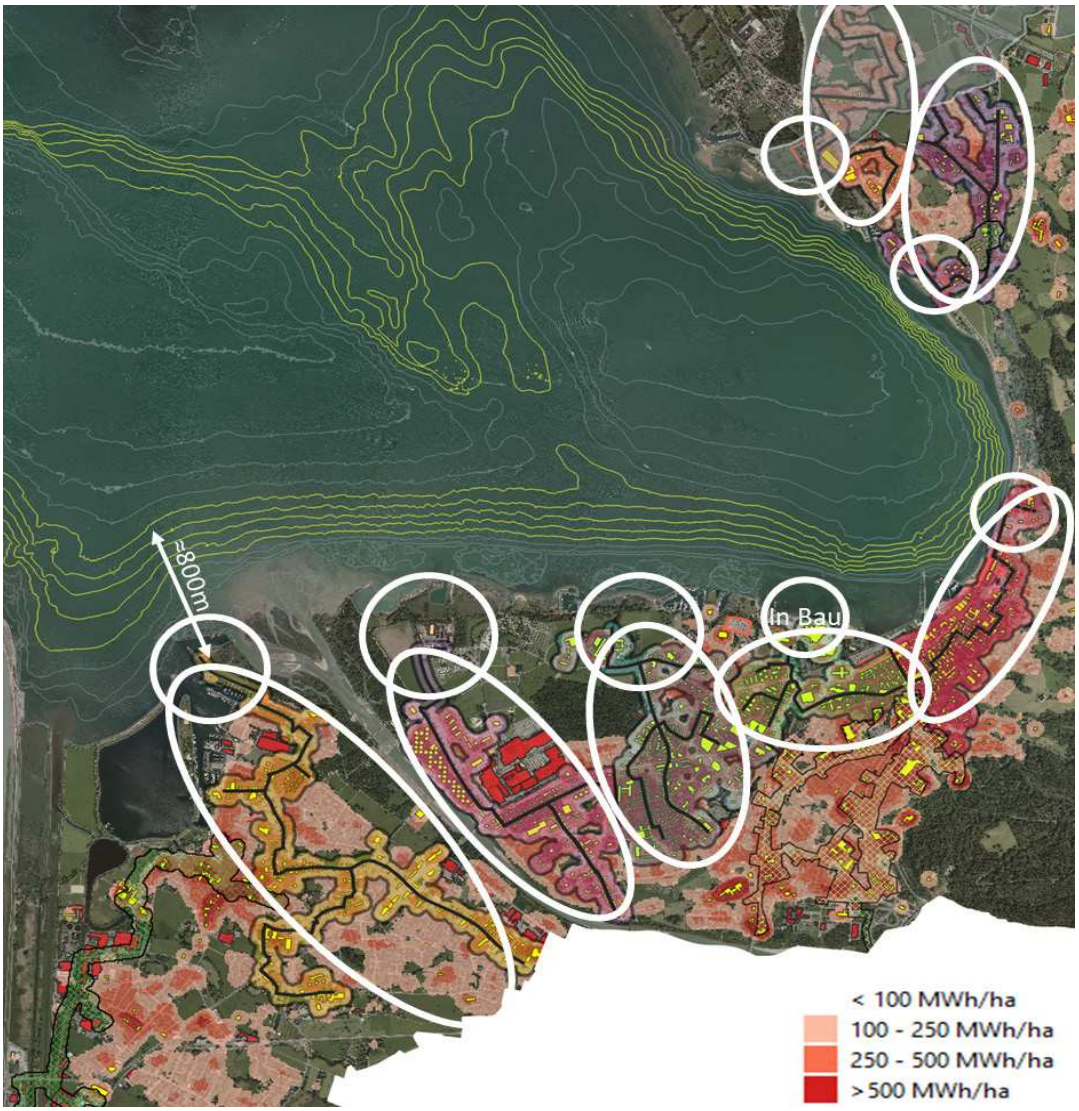


Abbildung 1: Wärmedichte in den betrachteten Gemeinden sowie mögliche Wärmenetzgebiete mit deren potenziellen Standorten für Energiezentralen zur Nutzung der Seewasserenergie am Bodensee.

Referenzen

[1] SIR et al (2021), Masterplan Wärme Rheintal-Walgau https://vorarlberg.at/documents/302033/472360/SIR+2021_Masterplan+W%C3%A4rme+Endbericht+final.pdf/8d309796-853f-43c2-55cb-604cf04568de?t=1652787228434

[2] Ulrich Lang, Roland Schick and Gerd Schroder (2010). The Decision Support System BodenseeOnline for Hydrodynamics and Water Quality in Lake Constance, Decision Support Systems Advances in, Ger Devlin (Ed.), ISBN: 978-953-307-069-8, S. 81-98. Available from: http://www.intechopen.com/books/decision-support-systems-advances-in/the-decision-support-system-bodenseeonline-for-hydrodynamics-and-water-quality-in-lake-constance

7.1.4. Nachhaltige Fernwärme für den Großraum Graz

Josef STEINEGGER(*)[1], Andreas HAMMER, Thomas KIENBERGER

Inhalt

Österreich hat sich das Ziel gesetzt bis 2040 bilanziell klimaneutral zu werden. Um dies zu erreichen, muss auch die Fernwärmeversorgung in Österreich bis 2040 CO_2 neutral sein [1]. In Graz befindet sich das zweitgrößte Fernwärmenetz in Österreich, gemessen am Energieverbrauch [2]. Aktuell erfolgt die Wärmebereitstellung im Großraum Graz und im Grazer Fernwärmenetz, größtenteils noch auf fossiler Basis, wobei der Gasanteil zur Wärmebereitstellung im Jahr 2020 ca. 78% betrug, was einer generierten Wärmemenge von ungefähr 1000 GWh entspricht [3]. In diesem Zusammenhang wurden bzw. werden diverse Speicherkonzepte in Verbindung mit Solarthermie diskutiert [4, 5]. Ein weiterer, aktuell diskutierter Ansatz besteht darin, eine Müllverbrennungsanlage zu errichten, die ebenfalls Wärme an das Fernwärmenetz liefern soll [6].

In dieser Arbeit wird ein Konzept erläutert, das nicht nur eine nachhaltige, versorgungssichere Fernwärmeversorgung für Graz gewährleisten kann, sondern gleichzeitig auch den Primärenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung drastisch senkt. Kernpunkt dieses Ansatzes ist die Nutzung der Abwärme aus der energieintensiven Industrie in der Mur-Mürz-Furche durch eine überregionale Fernwärmeleitung (Heat Highway). Diese kann es ermöglichen, nicht nur in Graz, sondern im ganzen Einzugsgebiet, fossile Energieträger in der Wärmebereitstellung zu verdrängen. Im Rahmen des Projekts "Heat Highway" [7] der NEFI-Vorzeigeregion wird intensiv an dieser Idee geforscht, wobei bereits erste Umsetzungsvorschläge erarbeitet wurden.

Methodik

Um die Machbarkeit eines solchen Heat Highways zu ermitteln, wurden zunächst die Potenziale der verfügbaren Abwärme als auch die zeitlich aufgelösten Wärmebedarfe der Fernwärmenetze in der Region analysiert. Auf Grundlage dieser Untersuchungen konnte ein möglicher Leitungsverlauf identifiziert werden. Die resultierenden Leitungsverläufe, Wärmesenken und Abwärmepotentiale sind in der Abbildung 1 dargestellt. Zur Bestimmung der technischen Machbarkeit dieses Vorhabens ist es erforderlich, den Heat Highway sinnvoll zu dimensionieren und dessen Verluste zu ermitteln. Hierfür wurde ein Lastflussberechnungsprogramm verwendet, das speziell für dieses Projekt entwickelt wurde. Dieses Programm, dessen Funktionsweise in [8] ausführlich beschrieben ist, kann je nach Bedarf nicht nur statische Berechnungen durchführen, sondern auch mittels einer dynamischen Lastflussrechnung, die Wärme- und Temperaturverluste sowie mögliche Speichereffekte von umfangreichen Wärmenetzen berücksichtigen.

Ergebnisse

In der Arbeit werden verschiedene Szenarien analysiert. Das nachfolgende Szenario beschreibt beispielsweise, wie der bereits vorhandene installierte Anlagenpark zur Wärmeerzeugung in der Region, einschließlich der industriellen Abwärmepotentiale mit Temperaturen über 100°C, über den Heat Highway miteinander verbunden werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass in diesem Szenario eine Versorgung der Heat Highway Region mit 100% nachhaltiger Wärme ermöglicht wird. Wobei in diesem Kontext Wärme aus erneuerbaren Energien, aus industrieller Abwärme und aus Kraft-Wärme-Kopplung als nachhaltig angesehen werden. Ebenfalls besteht noch die Option Mittel- und Niedertemperaturabwärme zu nutzen, um einen möglichen Anstieg des Wärmebedarfs in Zukunft zu decken. Des Weiteren zeigen die Berechnungen, dass die benötigten Temperaturen in Graz von 120°C im Winter und 70 °C im Sommer zu jedem Zeitpunkt erreicht werden können, sodass eine zusätzliche Installation von Wärmepumpen oder ähnlichen Maßnahmen nicht erforderlich ist. Auf Basis der derzeitigen technischen Annahmen (Leitungsparameter, Einspeisetemperaturen, Umgebungstemperaturen, Drücke, Verbräuche), ergeben sich bezogen auf die Leitungsstränge des Heat Highways

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 4025401, evt@unileoben.ac.at

Wärmeverluste, die übers Jahr gesehen im Bereich von 5% liegen. Dies kann auf die hohe Wärmebedarfsdichte des Heat Highways zurückgeführt werden, die mit etwa 8,4 MWh/(m*a) (basierend auf den vollständig ausgebauten Heat Highway mit 272 km Trassenlänge) deutlich höher als bei vielen heute betriebenen Wärmenetzen ist.

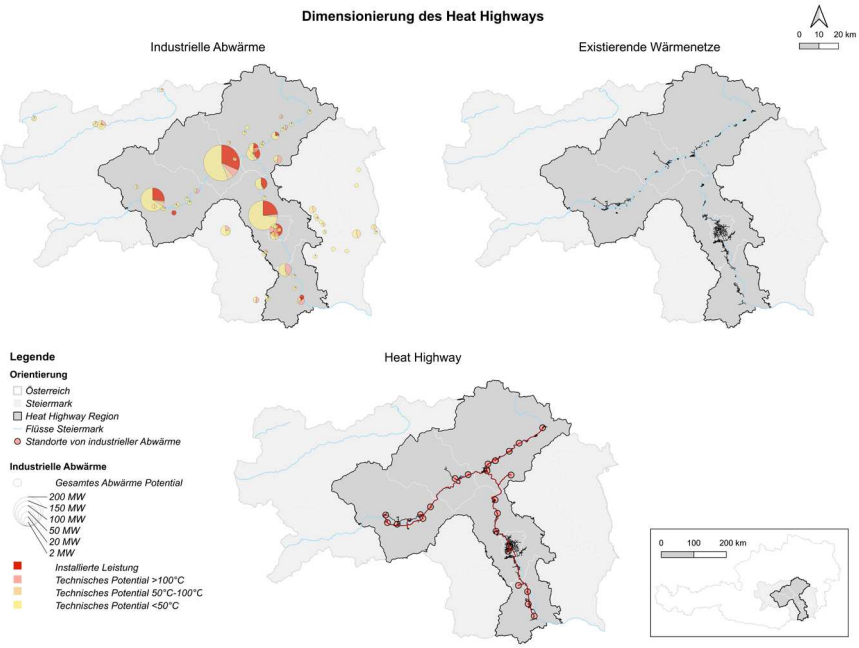


Abbildung 1: Heat Highway

Der Heat Highway bietet neben hoher Energieeffizienz weitere Vorteile: Zum Beispiel erlaubt dieser die Verwendung etablierter Technologien (Leitungsverlegung) und weist insbesondere im Vergleich mit den bereits erwähnten Speichern/Solarthermie Lösungen einen geringeren Flächenverbrauch auf. Die Einbindung regionaler Wärmebetreiber und unterschiedlicher Industrieunternehmen diversifiziert die Wärmeversorgung und erhöht damit die Versorgungssicherheit. Zusätzlich wird die Nutzung lokaler Ressourcen gefördert. Der Hauptvorteil liegt jedoch in der Reduktion fossiler Energieträger im Einzugsgebiet: Das Gesamteinsparpotenzial an CO_2 in der Heat Highway Region beträgt ca. 241 ktCO_2. Dies entspricht einer möglichen Reduktion von etwa 0,3% der jährlichen CO_2-Emissionen in Österreich basierend auf dem Jahr 2022.

Referenzen

[1] Bundesministerium, Ed., “Klimaneutral bis 2040: Außenministerium stärkt Standort Österreich und Klimaschutz durch grüne Wirtschaftsdiplomatie“, Bundesministerium, Wien, 21. Oktober 2021, https://www.bmeia.gv.at/ministerium/presse/aktuelles/2021/10/klimaneutral-bis-2040-aussenministerium-staerkt-standort-oesterreich-und-klimaschutz-durch-gruene-wirtschaftsdiplomatie (Abgerufen 23.November,2021)

[2] Stadtrechnungshof der Landeshauptstadt Graz, Ed., “ Effizienz, Nutzen und Zukunftspotenzial von Fernwärmeanschlüssen, sowie Prüfung der Verwendung von Mitteln aus der Feinstaubrücklage“, Stadtrechnungshof, Graz, März 2011, https://www.graz.at/cms/dokumente/10345994_7751115/4cfbeeaa/Fernw%C3%A4rme-Endbericht.pdf

[3] Stadt Graz Umwelt, Ed., “19. Grazer Energiegespräche - Zukunft der Wärmeversorgung im Großraum Graz“, Graz, 13. Oktober 2022

[4] Kleine Zeitung, W. Fischer, “Weitendorf und Dobl-Zwaring als Drehscheibe für Wärmeversorgung“, 8. März 2023, https://www.meinbezirk.at/leibnitz/c-wirtschaft/weitendorf-und-dobl-zwaring-als-drehscheibe-fuer-waermeversorgung_a5910598

[5] Kleine Zeitung, G. Winter-Pölser, “So könnten Mega-Boiler im Berg die Landeshauptstadt Graz beheizen“, 6. April 2023, https://www.kleinezeitung.at/steiermark/graz/6271996/Waermespeicher_So-koennten-MegaBoiler-im-Berg-die-Landeshauptstadt

[6] Kleine Zeitung, M. Saria, “260 Millionen für Müllverbrennung mitten in der Stadt und Abwärmenutzung“, 6. April 2022, https://www.kleinezeitung.at/steiermark/graz/6121432/Grossprojekte-in-Graz_260-Millionen-Euro-fuer-Muellverbrennung-und

[7] NEFI, S. Moser, “Heat Highway“, https://www.nefi.at/en/project/heat-highway

[8] J. Steinegger, S. Wallner, M. Greiml, T. Kienberger, „A new quasi-dynamic load flow calculation for district heating networks” Energy, 2023, 266:126410, https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126410

7.1.5. Örtlich hochaufgelöste Potenzialanalyse nachhaltiger Heiztechnologien in einer Großstadt am Beispiel von Krefeld

Laura SCHRIEFERS(*)[1], Marius MADSEN, Arne GRASSMANN, Frank ALSMEYER

Hintergrund und Zielsetzung

Die zunehmende Bedeutung nachhaltiger Energiequellen zur Erreichung der Klimaziele erfordert eine präzise Wärmeplanung auf kommunaler Ebene. Der Gebäudesektor, verantwortlich für 112 Millionen Tonnen der deutschen CO_2-Emissionen im Jahr 2022 [1], steht in diesem Beitrag im Fokus. Die detaillierte, örtlich hochaufgelöste Analyse des Gebäudebestandes ermöglicht eine fundierte Bewertung der Nutzbarkeit verschiedener Wärmetechnologien. Dabei werden sowohl ökologische als auch ökonomische Faktoren berücksichtigt. Die Arbeiten basieren auf einer intensiven Zusammenarbeit zwischen dem SWK E² (Institut für Energietechnik und Energiemanagement der Hochschule Niederrhein), dem örtlichen Energieversorger Stadtwerke Krefeld, dem Netzbetreiber NGN Netzgesellschaft Niederrhein und der Stadt Krefeld.

Vorgehen

Basierend auf einer umfassenden Datengrundlage wurden die bestehende Wärmeversorgungsstruktur und die Potenziale für unterschiedliche, zukunftsfähige Wärmeerzeugungstechnologien untersucht. Dafür wurden sowohl frei verfügbare Daten als auch reale Verbrauchsdaten, die vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wurden, verwendet. Hierzu gehören:

- Katasterdaten [2],
- Gasverbrauchsdaten [3],
- Fernwärmebezüge [3],
- Stromverbrauchsdaten [3],
- Raumwärmebedarfsmodell NRW [4],
- Solarkataster NRW [5]
- Geothermie in NRW [6],
- festgesetzte und geplante Wasserschutzgebiete [7] sowie
- die zuletzt veröffentlichten Zensusdaten 2011 [8].

Im Laufe des Projekts wurde ein methodisches Vorgehen implementiert, welches alle genannten Datensätze in einem hochaufgelösten Modell für die Stadt Krefeld zusammenfasst. Mit Hilfe des Gebäudemodells, welches alle 124.705 Gebäude verschiedener Nutzungsarten in Krefeld umfasst, wird der aktuelle Zustand der Wärmeversorgungsstruktur analysiert. Für jedes Gebäude mit einem Wärmebedarf wurden dabei die Randbedingungen ausgewertet, um zu entscheiden, mit welcher Technologie das Gebäude zukünftig klimaneutral versorgt werden kann. Zu den Randbedingungen gehören unter anderem Anzahl der Bewohner, Baualtersdekade, Abstandsregeln für Wärmesonden und -pumpen, Wärmeentzugsleistung des Flurstücks und Wärmebedarf je Quadratmeter und Jahr. Diese datengestützte Herangehensweise ermöglicht es, einen Überblick über die Versorgungspotenziale in den einzelnen Stadtteilen zu gewinnen.

Ergebnisse

Mithilfe des entwickelten Modells erfolgt eine gebäudescharfe Überprüfung, ob die Wärmeversorgung mittels Fernwärme, Sole-Wasser-Wärmepumpe oder Luft-Wasser-Wärmepumpe realisierbar ist. Die Ergebnisse werden bewertet und mit anderen Veröffentlichungen verglichen. Beispielhaft zeigt Abbildung 1 farblich codiert für jeden Stadtteil den prozentualen Anteil der Gebäude, für die im aktuellen

[1] SWK E² Institut für Energietechnik & Energiemanagement, Hochschule Niederrhein, Reinarzstraße 49, 47805 Krefeld, +49 2151 822 4739, +49 2151 822 6689, laura.schriefers@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/forschung/swk-e2

Zustand weder die Verwendung einer Wärmepumpe noch die Nutzung von Fernwärme als Option zur Verfügung steht.

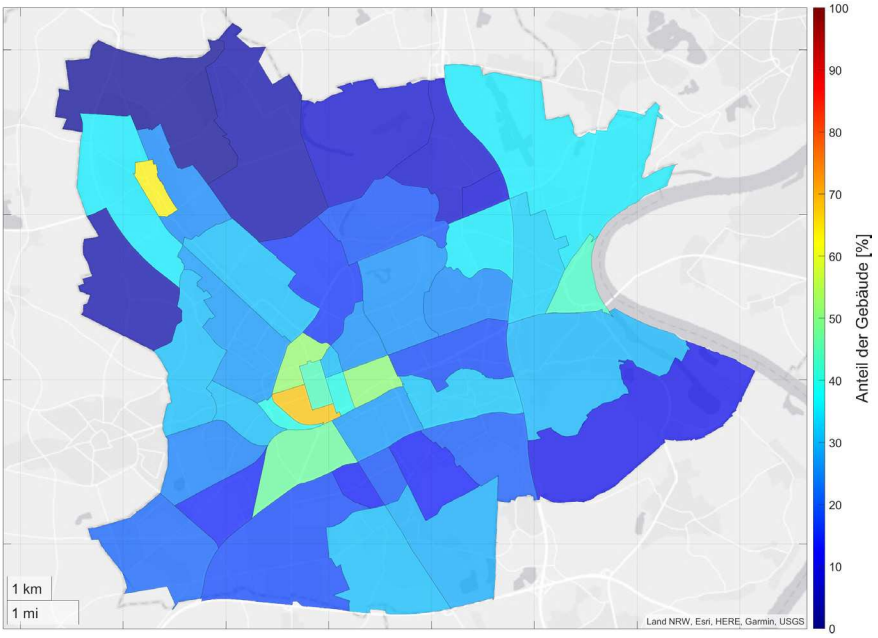


Abbildung 1: Anteil der nicht mit Wärmepumpen oder Fernwärme beheizbaren Gebäude nach Stadtteilen in Prozent

Im weiteren Verlauf wird der aktuelle Zustand analysiert und es werden verschiedene Szenarien berechnet. Dabei werden mögliche Entwicklungen durch Sanierung oder der Ausbau von Fernwärmenetzen in das Gebäudemodell integriert, um den Wohnenergiebedarf zu prognostizieren. Langfristig wird das Projekt einen Beitrag dazu leisten, die Netze in Krefeld zukunftsfähig zu gestalten.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich an dieser Stelle herzlich bei der SWK AG und der SWK ENERGIE GmbH für die Zusammenarbeit und Finanzierung des Projekts „Grüne Wärme für Krefeld“. Ein besonderer Dank geht auch an die NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH und die Stadt Krefeld für die wertvolle Unterstützung bei der Umsetzung dieses Projekts.

Referenzen

[9] Statista GmbH, "Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen des Gebäudesektors in Deutschland von 1990 bis 2022", https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1411542/umfrage/treibhausgas-emissionen-von-gebaeuden-in-deutschland/ (Aufgerufen 22.November, 2023).
[10] Stadt Krefeld, Fachbereich für Vermessung, Kataster und Liegenschaften, (Austausch 21.Juni, 2023).
[11] NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH (Austausch 10.Juni, 2023).
[12] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Raumwärmebedarfsmodell NRW“, https://open.nrw/dataset/b6c0f1b6-8329-46f9-b06b-66c23484734c (Aufgerufen 22.November, 2023).
[13] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Solarkataster NRW: Potenzialdaten Dachflächen-Photovoltaik“, https://open.nrw/dataset/6b1af6af-cd03-4206-a323-894eae1aaf081 (Aufgerufen 22.November, 2023).
[14] Geologischer Dienst NRW, “Geothermie in NRW – Standortcheck”, (Austausch 08.März, 2023), https://www.geothermie.nrw.de/ (Aufgerufen 22.November, 2023).
[15] Bezirksregierung Düsseldorf (Austausch 28.Februar, 2023).
[16] Statistisches Bundesamt, “Ergebnisse des Zensus 2011”, https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html.

7.1.6. Fernwärme und Erneuerbare Energiegemeinschaft – Potenzialanalyse eines Energiewendekreislaufs in Eisenstadt

Lukas GNAM[1], Philipp NOVAKOVITS[2], Robert PRATTER[3]

Einleitung

Für eine erfolgreiche Dekarbonisierung unseres Energiesystems ist es von größter Bedeutung, Emissionen zu minimieren und daher die unterschiedlichen Energiesektoren zu koppeln. Nur so kann eine optimale Nutzung erneuerbarer Energiequellen garantiert werden [1]. Um die Abhängigkeiten von Energietransporten zu verringern, können lokal vorhanden Ressourcen eingesetzt werden, welche den Energiebedarf der unterschiedlichen Sektoren, z.B. Strom-, Wärme-, und Kältebedarf, decken [2]. Eine Strategie dies zu erreichen, ist der Aufbau einer lokalen Energiekreislaufwirtschaft, die in möglichst vielen Bereichen auf erneuerbaren Energieträgern basiert. In der Stadt Eisenstadt bieten verschiedene, größtenteils unverbundene Energiesektoren die Möglichkeit der Sektorkopplung im Hinblick auf die Schaffung einer solchen lokalen Energiekreislaufwirtschaft. Dies betrifft das lokale Fernwärmenetz in Eisenstadt, das von einer Biomasseanlage gespeist wird, die städtische Kläranlage und die lokale Erneuerbare Energiegemeinschaft. In dieser Arbeit wird untersucht, wie eine Wärmepumpe bei der Kläranlage installiert werden kann, die die Energie des Abwassers nutzt, um Wärme für das Fernwärmenetz bereitzustellen. Die Wärmepumpe wird neben Strom aus dem Netz mit einer Photovoltaikanlage am Areal der Kläranlage und mit Energie aus der Energiegemeinschaft betrieben. Das senkt die Stromkosten und ermöglicht niedrigere Wärmegestehungskosten.

Energiewendekreislauf Eisenstadt

Das Konzept der kreislauforientierten Energiewirtschaft zielt auf die Versorgung der Stadt Eisenstadt mit Strom und (Fern-)Wärme ab. Letztere wird durch ein Biomasseheizwerk mit einer Gesamtleistung von 7 MW bereitgestellt, das durch einen Gaskessel unterstützt wird. Von März 2022 bis März 2023 betrug der Wärmebedarf der Stadt etwa 26,5 GWh. Die Abwässer der Stadt werden vor Ort geklärt und das gereinigte Wasser mit einem mittleren Temperaturniveau von 15,5 °C bisher ungenutzt in einen kleinen Fluss, Eisbach, eingeleitet. Nach der Aufbereitung kann das Wasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen, die Energie in das Fernwärmenetz einspeist. In dieser Arbeit werden drei verschiedene Größen von Wärmepumpen im Hinblick auf die technischen Einschränkungen durch das Fernwärmenetz und die Biomasseanlage bewertet. Die Mindestleistung der Biomasseanlage beträgt 1,4 MW. In unserem Modell deckt die von der Wärmepumpe bereitgestellte Wärme die Differenz zwischen dem Bedarf und der Mindestleistung des Biomassekraftwerks. So können wir die Betriebsstunden von März 2022 bis März 2023 für die verschiedenen Wärmepumpengrößen auswerten. Wir haben drei unterschiedliche Wärmepumpen, mit einer elektrischen Nennleistung von 220 (klein), 560 (mittel) und 1154 (groß) kW untersucht. Die Ablauftemperaturabsenkung wurde zwischen 2, 3, und 4 K variiert. Auf der Grundlage der Herstellerangaben wurde für alle drei Wärmepumpen eine durchschnittliche Leistungszahl von 2,2 berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass die örtliche Energiegemeinschaft Eisenstadt ca. 40 kWp an Photovoltaik-Überschussenergie für die Wärmepumpe zur Verfügung stellen kann. Zusätzlich wird eine bereits geplante Photovoltaik-Anlage von 400 kWp am Standort des Abwasserverbands Eisenstadt-Eisbachtal in die Betrachtung miteinbezogen.

Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt den Fernwärmebedarf von Eisenstadt (rot) und das theoretische Potenzial, das mit einer Wärmepumpe (blau) bereitgestellt werden kann, unter Berücksichtigung der oben genannten Einschränkungen. Tabelle 1 zeigt den Anteil der Jahresheizenergie für die drei verschiedenen Wärmepumpengrößen bezogen auf den gesamten Fernwärmebedarf und den Anteil des verbrauchten

[1] Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, lukas.gnam@fh-burgenland.at
[2] Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt
[3] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz

Stroms aus der lokalen Energiegemeinschaft. Aufgrund des hohen Verbrauchs des Abwasserverbandes, liefert die PV-Anlage keinen nennenswerten Beitrag für den Betrieb der Wärmepumpe. Diese Ergebnisse belegen, dass das Konzept der Kreislaufwirtschaft technisch machbar ist und bis zu mehr einem Drittel der Heizenergie durch lokalen Strom erzeugt werden kann.

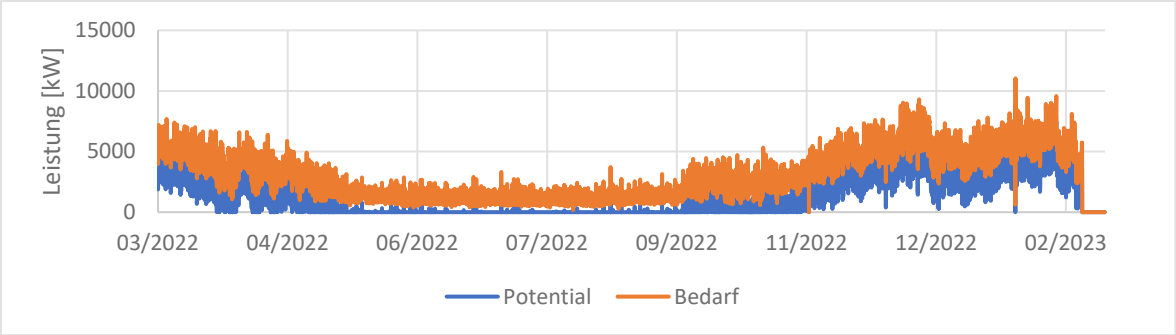


Abbildung 1: Wärmebedarf in Eisenstadt (rot) und maximales Wärmepotential, welches über Wärmepumpen bereitgestellt werden kann (blau), um noch einen sicheren Teillastbetrieb der Biomasseanlage zu gewährleisten.

	$\Delta T = 4\ K$		$\Delta T = 3\ K$		$\Delta T = 2\ K$	
Wärmepumpe	**Wärme [%]**	**Strom EEG [%]**	**Wärme [%]**	**Strom EEG [%]**	**Wärme [%]**	**Strom EEG [%]**
Klein (220 kW)	9,82	49,08	8,81	54,72	6,04	76,75
Mittel (560 kW)	22,96	20,99	21,49	22,43	17,61	27,37
Groß (1154 kW)	39,76	12,12	36,10	13,35	29,02	16,61

Tabelle 1: Anteil der von der Wärmepumpe bereitgestellten Wärmemenge bezogen auf den gesamten Fernwärmebedarf, sowie Anteil des verbrauchten Stroms aus der lokalen Energiegemeinschaft in Eisenstadt.

Zusammenfassung und Ausblick

Diese Arbeit zeigt das Potential einer kreislauforientierten Energiewirtschaft in Eisenstadt, Österreich, durch die Integration einer lokalen Energiegemeinschaft und die Substitution von Fernwärmeenergie, die ursprünglich aus einer Biomasseanlage stammt. Es ist möglich, bis zu fast 40 % des Wärmebedarfs durch Wärme aus einer Wärmepumpe in der Kläranlage der Stadt zu ersetzen.

In einem nächsten Schritt wird eine detaillierte Analyse der Investitionskosten für die verschiedenen Wärmepumpengrößen und eine Bewertung der dazugehörigen Geschäftsmodelle durchgeführt, um über die Größe der zu installierenden Wärmepumpe zu entscheiden und Wärmegestehungskosten zu berechnen. Zusätzlich erfolgt eine Ökobilanzierung um weitere Bewertungsgrößen für den Vergleich zwischen dem Einsatz einer Wärmepumpe und der bisherigen Betriebsstrategie zu erhalten.

Danksagung

Das Projekt „Creative Circle“ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Leuchttürme für resiliente Städte 2040“ durchgeführt.

Referenzen

[1] Bermúdez et al., (2021), The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050, Applied Energy, 289.

[2] Wang et al., (2023), Enhancing Energy Transition through Sector Coupling: A Review of Technologies and Models, Energies, 16(13), 5226.

7.2. FERN- UND ABWÄRMEVERSORGUNG

7.2.1. Risikobeurteilung in der Fernwärme: Bewertung der wirtschaftlichen Risiken überregionaler Wärmetransportnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bei Energiepreisen und Abwärmeverfügbarkeit mittels Monte-Carlo-Simulationen

Nicolas MARX[1], Riel BLAKCORI, Tobias FOSTER, Klara MAGGAUER, Ralf-Roman SCHMIDT

Die meisten Fernwärmenetze basieren weitgehend auf fossilen oder biogenen Brennstoffen. Da diese in Zukunft nicht mehr verwendet werden können bzw. ihre Verwendung in anderen Sektoren Vorrang haben wird, werden erhebliche Mengen an alternativen Wärmequellen (Wärmepumpen, Abwärme, Solarenergie und Geothermie) erforderlich sein. Allerdings gibt es verschiedene Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung von Schlüsselfaktoren wie Energiepreisen und der Verfügbarkeit alternativer Wärmequellen. Darüber hinaus konkurrieren individuelle Wärmeversorgungssysteme mit Wärmenetzen.

In diesem Beitrag werden die wirtschaftlichen Risiken von Wärmenetzen im Hinblick auf Unsicherheiten bei den Energiepreisen (Strom und Biomasse) und der Verfügbarkeit von Abwärme quantifiziert und mit individuellen Heizsystemen verglichen. Dazu wird ein hypothetisches überregionales Wärmeübertragungsnetz (heat transfer network "HTN") in Österreich als Fallstudie untersucht und ein Monte-Carlo-Ansatz auf der Grundlage saisonaler Energiebilanzen verwendet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die untersuchten Unsicherheiten einen starken Einfluss auf die wirtschaftlichen Risiken von individuellen Heizungssystemen haben. Im Gegensatz dazu können HTNs industrielle Abwärme mit stabilen Preisen nutzen und sowohl Großwärmepumpen bei niedrigen Strompreisen, als auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bei hohen Strompreisen einsetzen. Dieses führt zu einer geringeren Abhängigkeit von Unsicherheiten bei Energiepreisen und damit zu einem geringeren wirtschaftlichen Risiko.

[1] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6, 1210 Vienna, Austria; T +43 50550-6695; ralf-roman.schmidt@ait.ac.at, www.ait.ac.at

7.2.2. Volkswirtschaftlicher Mehrwert der betriebsexternen Nutzung von industrieller Abwärme

Simon MOSER[1], Sebastian GOERS[2], Gabriela JAUSCHNIK[3], Mario REISINGER[4]

Motivation und zentrale Fragestellung

Industrielle Abwärme wird eine der zentralen Rollen in der zukünftigen Energielandschaft, insbesondere bei der Wärmeversorgung, spielen. Die F&E-Dienstleistung für den österreichischen Klima- und Energiefonds „INXS – Industrial Excess Heat“ zielte darauf ab, Abwärmepotenziale umfassend zu erheben. Das Projekt „Heat Highway“ zielt darauf ab, industrielle Abwärme vermehrt in Fernwärmenetze einzuspeisen.

Die industrielle Abwärme ersetzt im Raumwärme-Sektor den Einsatz anderer Energieträger. Die mit der Installation verbundenen regionalen Investitionen und die mit dem vermiedenen Energieträgereinsatz vermiedenen Kaufkraftabflüsse führen zu einem volkswirtschaftlichen Mehrwert, dessen Quantifizierung im Sinne von zusätzlicher Wirtschaftsleistung und Beschäftigung das Ziel dieses Beitrags ist.

Methodische Vorgangsweise

Im Jahr 2018 wurden von Moser und Lassacher [1] 45 Beispiele in Österreich identifiziert, welche industrielle Abwärme betriebsextern verwenden. Nach einem Update im Zuge des Projekts INXS erhöhten sich die erfassten Umsetzungen, durch neue Umsetzung und auch durch eine Ausweitung der Systemgrenzen, auf 51 Implementierungen. Ein Fragebogen wurde an alle diese Industriebetriebe mit bestehender betriebsexterner Abwärmenutzung ausgesandt. Die Frageblöcke adressierten dabei neben den technischen Parametern und einem Schwerpunkt auf die Initiation und Umsetzung dieser Projekte (also soziale und informationsbezogene Aussagen) auch deren Wirtschaftlichkeit. Es konnten Antworten zu 24 Umsetzungen von 16 Unternehmen eingeholt werden; einzelne Unternehmen haben zwischen einer und bis zu vier Umsetzungen, teils an verschiedenen Standorten.

Die dort erhaltenen und aufbereiteten wirtschaftlichkeitsbezogenen Daten bildeten die Inputparameter für das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz entwickelte, volkswirtschaftliche Simulationsmodell MOVE. Mit diesem Modell lassen sich sowohl ökonomische Veränderungen als auch Entwicklungen am Energiemarkt detailliert analysieren. Das Simulationsmodell ist als makroökonometrisches Zeitreihenmodell konzipiert, welches zusätzlich zur Modellierung verschiedener Wirtschaftssektoren besonders die Energieflüsse einzelner Energieträger auf regionaler und nationaler Ebene abbildet. Anhand der Simulationen werden die ausgelösten volkswirtschaftlichen Effekte (i) durch Investitionen zur Anlagenerrichtung sowie (ii) die Substitution von heimisch produzierter Biomasse und importiertem Gas, welche durch die Nutzung industrieller Abwärme erzielt werden können, hochgerechnet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die durchgeführte Umfrage zeigte, dass die durchschnittliche – bei der Investitionsentscheidung erwartete – Amortisationszeit der bestehenden Projekte aus Sicht der Industriebetriebe bei 9 Jahren lag. Dies ist bereits insofern ein auffälliges Ergebnis, weil sonst der Industrie üblicherweise Amortisationszeiten von 3 Jahren unterstellt werden, wobei natürlich eine breite Spreizung angegeben wird. Auch bei den erfassten Umsetzungen ist eine breite Verteilung der Amortisationszeiten gegeben, sodass auch Szenarien für kürzere (6 Jahre) und längere (12 Jahre) Amortisationszeiten analysiert wurden. Die Projekte verdrängen primär den direkten Einsatz von Gas, aber auch von Biomasse. Aus den Amortisationszeiten und den Preisen der Energieträger wurde hochgerechnet, welche

[1] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, moser@energieinstitut-linz.at
[2] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, goers@energieinstitut-linz.at
[3] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, jauschnik@energieinstitut-linz.at
[4] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, resinger@energieinstitut-linz.at

Investitionskosten im Gesamtprojekt getätigt wurden. Um generisch einen volkswirtschaftlichen Effekt zu bestimmen, wurden die Angaben auf 1 GWh rückgewonnene/eingespeiste Wärme standardisiert.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch die Nutzung industrieller Abwärme ein positiver volkswirtschaftlicher Mehrwert in Form eines Wachstums des BIP sowie einer zusätzlichen Beschäftigung in Österreich geschaffen werden kann. Bei einem Erdgaspreis von 100 Euro/MWh ergibt sich für einen Zeitraum von zehn Jahren eine zusätzliche jährliche Wertschöpfung von ca. 0,9 Mio. Euro und 8 Beschäftigte pro GWh/a Auskoppelung. Da die Substitution heimischer Biomasse im Vergleich zu importiertem Gas kaum vermiedene Kaufkraftabflüsse mit sich bringt, ergeben sich ähnliche Effekte für die Errichtung der Abwärmeauskopplung und -nutzung, jedoch sind die BIP- und Beschäftigungseffekte im laufenden Betrieb geringer.

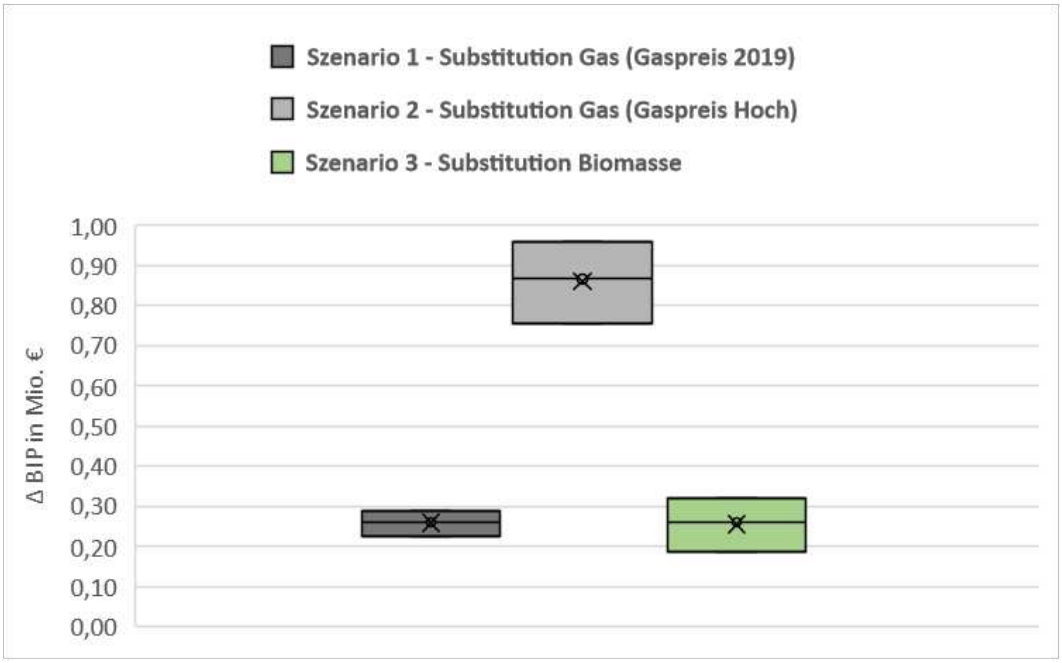


Abbildung 1: Durchschnittlicher BIP-Zuwachs in Österreich nach Szenario pro genutzter GWh industrieller Abwärme.

Acknowledgements

Die Projekte Heat Highway (https://www.nefi.at/de/projekt/heat-highway) und Industrial Excess Heat [2] (https://www.evt-unileoben.at/en/research/inxs) wurden im Rahmen der Programme Vorzeigeregion Energie und Energy Transition vom Klima- und Energiefonds gefördert bzw. finanziert. Eine frühere Version dieses Beitrags wurde auf der IEWT 2023 vorgestellt (Link).

Referenzen

[1] Moser, Lassacher (2020) External use of industrial waste heat - An analysis of existing implementations in Austria. Journal of Cleaner Production Volume 264, 10 August 2020, 121531, https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121531.
[2] Hammer et al. (2023) Industrial Excess Heat. Endbericht, Leoben 2023.

7.2.3. 100% Renewable heat for industry: the green dream

Christian HOLTER[1], Lukas FEIERL, Peter LUIDOLT

Summary

The need for renewable energy supply is as important as ever, with temperatures rising all around the world. However, industry applications that achieve 100% renewable energy are still rare and are considered difficult to achieve. Thus, to show that this “green dream” can be indeed made into reality, the authors report on their experiences at the industrial facility of Ball Beverage Metal Containers in Fairfield, California. The plant is currently being converted from a gas boiler steam system to a 100% renewable heat supply - based on solar heat for the base load and heat pumps to provide the complementary heat. The conversion has drastically improved the overall system efficiency, as the existing, aged steam system was both oversized and had high heat losses. The combination of solar heat and heat pumps while improving the efficiency of the distribution system made it possible to create a favourable business case. The pattern has a huge potential for replication, and follow-up projects are in development.

Background

Ball Packaging is producing Aluminium cans for beverages. As part of the process, hot water is required for cleaning and spraying the cans as well as for cleaning the wastewater streams. The facility was built in the 1970ies and has a heating system based on three natural gas steam boilers. A steam distribution system delivers the heat to the integration points, heating up water via heat exchangers. Most processes require between 50° and 75°C, so the overall temperatures are favourable for solar thermal heat.To meet the sustainability targets, a solar-thermal plant was commissioned in 2023 by SOLID Solar Energy Systems and TIGI Solar, as part of a Heat Purchase Agreement. The scope included a solar collector field of 3.957m²/2.770 kW with collectors from TIGI and Sunrain, a container hosting the mechanical equipment, a storage tank of 110m³ and a new hot water distribution system including heat transfer stations towards the integration points.

In addition, the integration of heat pumps is currently investigated, to reach a renewable share of 100%.

Picture 1: Overview on Solar System, with collectors, Container and storage tank.

Operating Experience

Within the first month of operation, it turned out that the solar fraction was much higher than expected. That was due to the underestimated losses in the steam system. As an example, for a key process, the size of the new hot water supply pipe is 1 ½” while the previous pipe was 6”. Having a pipe with a 4

[1] SOLID Solar Energy Systems, Am Innovationspark 10, 8020 Graz, +43/316/292840, c.holter@solid.at

times bigger size and being operated at 150°C instead of today's 80°C results in a factor of 8-10 on pipe heat losses.

So, the remaining demand for the gas boiler was less than expected resulting in several emergency shut-offs of the boiler. As a consequence, SOLID started considering if by integration of heat pumps a full replacement of the boilers is feasible.

For the heat pump, three low-grade sources are available. First, there is the availability of a wastewater stream with around 45°C hot water with constant flow. This is an easily accessible integration but was limited by around 40% (based on the output of the heat pump) of the facility's demand. As a second source, SOLID studied to use of the solar storage tank for the low-grade heat. This results in lower collector temperatures and thus increases the output of the solar field. Detailed simulation shows that a smart controlled operation of these two heat pumps can provide 98% of the facility's annual demand (see Figure 1). For redundancy, and covering eventual deficits, another heat pump or direct electric heater will be added.

Economic Consideration

To cover the last part of the heat demand is always the most expensive, and thus renewable projects often tend to cover only a certain percentage. However, shutting down a natural gas steam boiler plant creates significant savings by eliminating fixed costs on the steam system (certifications, inspection, constant supervision, etc.) as well as significant side costs of operation (make-up water, electric energy for running the vans, …). The savings on the fixed costs allow to create a business case despite relatively low energy costs.

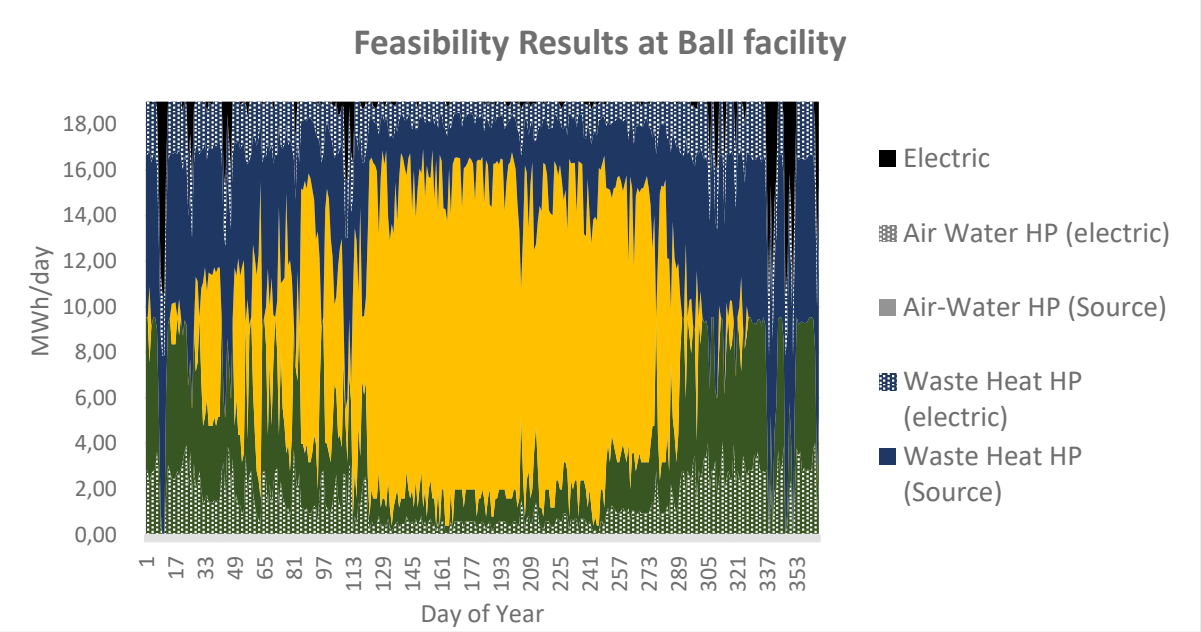


Figure 1: Feasibility results for Ball Packaging in Fairfield, California, considering the solar field, a heat pump connected to the thermal storage of the solar plant, and a heat pump using the waste heat of the facility.

7.2.4. Datenbasierte Analysemethodik zur Ermittlung von Potenzialgebieten für zentrale Wärmequellen

Paul Maximilian RÖHRIG[1], Jennifer Elayne BÜTER, Julius ZOCHER[2], Steffen KORTMANN, Andreas ULBIG

Kurzfassung

Die Umsetzung der im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Treibhausgasminderungsziele erfordert eine Treibhausgasneutralität bis 2045. Eine Schlüsselrolle spielt dabei die Wärmewende, die eine beschleunigte Integration erneuerbarer Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz in der Wärmeversorgung ermöglicht. Aufgrund regional unterschiedlich vorliegender erneuerbarer Wärmequellen nimmt die Potenzialanalyse eine herausragende Position in der kommunalen Wärmeplanung ein. Das Hauptziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines automatisierten, georeferenzierten Ansatzes zur Potenzialanalyse und Wirtschaftlichkeitsbewertung erneuerbarer Wärmequellen in kommunalen Energiesystemen. Dazu wird ein modulares Verfahren zur Potenzialanalyse entwickelt, das in einer exemplarischen Mittelstadt in Nordrhein-Westfalen angewendet wird.

Motivation

Das Bundes-Klimaschutzgesetz verfolgt ehrgeizige Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland, darunter eine Verringerung der Emissionen um 65% bis 2030 im Vergleich zu 1990 und die Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045. Ein entscheidender Aspekt zur Zielerreichung ist die Wärmewende, die darauf abzielt, die Wärmeversorgung treibhausgasneutral zu gestalten, da mehr als die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Endenergie für die Bereitstellung von Wärme verwendet wird [1]. Ein zeitnaher Start ist aufgrund der langen Investitionszyklen in der Wärmeversorgung unerlässlich.

Die kürzlich beschlossenen Änderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz) im Jahr 2023 weisen den Kommunen eine zentrale Rolle zu. Bis spätestens 2028 ist die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans verpflichtend, sodass Gebäudeeigentümer ab diesem Zeitpunkt die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung bei der Wahl einer Heizungstechnologie berücksichtigen können [1,2]. Angesichts der begrenzten Transportfähigkeit von Wärme und der regions- und strukturspezifischen Potenziale erneuerbarer Wärmequellen ist eine georeferenzierte Potenzialanalyse entscheidend für eine auf lokalen Gegebenheiten ausgerichtete kommunale Wärmeplanung [1].

Die Einbindung zentraler erneuerbarer Wärmequellen über Wärmenetze ist ein Kernbestandteil zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, insbesondere in Gebieten mit baulichen Restriktionen [3]. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern muss das Potenzial erneuerbarer Energien je nach Kommune untersucht werden. Die wirtschaftliche Bewertung der Wärmenetze erfordert nicht nur die Berücksichtigung der Kosten der Leitungen, sondern auch der Investitions- und Betriebskosten lokaler Wärmequellen. Ein Vergleich mit einem dezentralen Referenzszenario ohne Wärmenetz ist notwendig, da neben einer Emissionsreduktion auch eine kostenminimale Versorgung für die langfristige Planung der Wärmeversorgung von Bedeutung ist [4].

Aufgrund der Komplexität der Planung, bedingt durch die Vielzahl an verfügbaren Wärmequellen und Wärmeabnehmern, ist die Entwicklung von Verfahren zur Unterstützung der kommunalen Wärmeplanung von hoher Relevanz. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt, das eine Potenzialanalyse und anschließende wirtschaftliche Bewertung dieser im Kontext der Wärmenachfrage umfasst.

[1] RWTH Aachen IAEW, Schinkelstraße 6 52062 Aachen Germany, +49 (241) 80 94937, m.roehrig@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de
[2] Fraunhofer-Zentrum Digitale Energie, Hüttenstraße 5 52068 Aachen Germany, +49 (241) 80 94937, paul.maximilian.roehrig@fit.fraunhofer.de, www.digitale-energie.fraunhofer.de

Methode

Ziel des Modells ist die Identifikation möglicher Standorte für erneuerbare Wärmequellen und deren wirtschaftliche Bewertung. Die wirtschaftliche Bewertung fokussiert die Integration der potenziellen Wärmequellen in ein Wärmenetz. Die Modellparameter umfassen öffentliche Daten, technologiespezifische Parameter, den georeferenzierten Analysebereich und die Versorgungsaufgabe. Öffentliche Daten, die im Modell verwendet werden, stammen aus verschiedenen Quellen wie OpenStreetMap (OSM) [5], dem Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) [6] oder OpenGeodata.NRW [7] und beinhalten unter anderem Informationen zu bspw. Flächennutzung, Flurstücken und Bodenbeschaffenheit. Die technologiespezifischen Parameter sind für jede Wärmequelle individuell festgelegt und umfassen Aspekte wie Förderleistungen und spezifische Investitionskosten.

Die Potenzialanalyse für die betrachteten Wärmequellen erfolgt im Modell modulartig in vier grundlegenden Schritten (siehe Abbildung 1). Die Ergebnisse dieser Potenzialanalyse werden dann in die Wirtschaftlichkeitsbewertung integriert, die sich aus einem dezentralen Referenzszenario, drei vorbereitenden Schritten und der Anwendung eines Optimierungsmodells zusammensetzt.

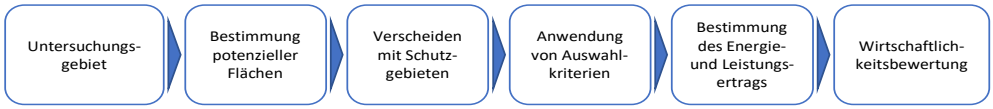


Abbildung 1: Generisches Vorgehen Potenzialanalyse

Ergebnisse

Das Modell wird exemplarisch in der Stadt Heinsberg in Nordrhein-Westfalen, Deutschland, angewendet. In Abbildung 2 werden Ausschnitte der Potenzialanalyse für verschiedene oberflächennahe geothermische Quellen dargestellt. Dabei wird deutlich, dass jede dieser Quellen auf verschiedenen Flächen unterschiedlich gute Erträge erzielen kann. Es ist vorgesehen, diese Auswertung zusammen mit der Wirtschaftlichkeitsbewertung und optimalen Auswahl von Wärmequellen in der ausführlichen Fassung dieses Beitrags genauer zu untersuchen.

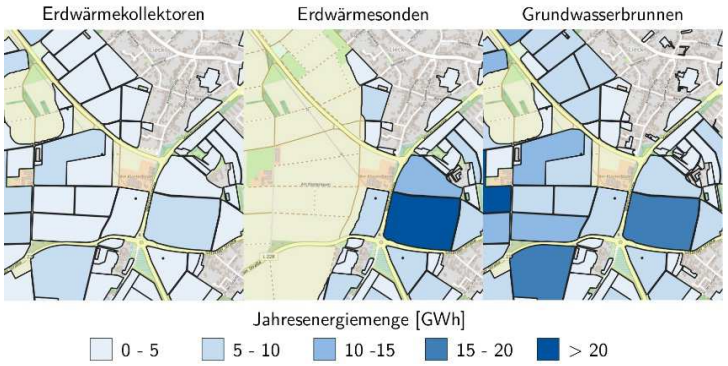


Abbildung 2: Ausschnitt der Potenzialflächen für zentrale oberflächennahe Geothermie (Maßstab 1:50000)

Referenzen

[1] Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze: Gesetzesentwurf der Bundesregierung, 2023
[2] Bundesregierung: Gesetz für Erneuerbares Heizen: Für mehr klimafreundliche Heizungen, URL: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neuesgebaeudeenergiegesetz-2184942 (Aufgerufen 12.11.2023)
[3] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Öko-Institut e.V.: Klimaneutrale Wärme München 2035: Mögliche Lösungspfade für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München, 2021
[4] KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH; Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Kommunale Wärmeplanung: Handlungsleitfaden, 2020
[5] OpenStreetMap: OpenStreetMap Deutschland, URL: https://www.openstreetmap.de (Aufgerufen 12.11.2023)
[6] Ministerium für Heimat, Kommunales, Bau und Digitalisierung des Landes Nordrhein-Westfalen: ALKIS NW Grundrissdaten. URL: https://open.nrw/dataset/407373a2-422c-469c-a7e9-06a62b4d7d9a (Aufgerufen 12.11.2023)
[7] Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen: OpenGeodata. NRW. URL: https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/ (Aufgerufen 12.11.2023)

7.2.5. Ein multienergetischer Systemregler für die bidirektionale Anbindung an Wärmenetze der Zukunft

Paul SEIDEL[1], Martin ALTENBURGER[2], Joachim SEIFERT

Inhalt

Besonders im städtischen Kontext stellen hydraulische Netze zur Wärme- und Kälteversorgung mit einer zentralen energetischen Wandlungseinheit eine erprobte Technologie dar. Die Einbindung von regenerativen Quellen in diese zentralen Systeme wird angestrebt, ist jedoch technisch anspruchsvoll. Gleichzeitig existieren bei Photovoltaik (PV)-Systemen Hemmnisse in Bezug auf die Auslastung der elektrischen Verteilnetze, obwohl im urbanen Raum ausreichend Dach- und theoretisch auch Fassadenflächen zur Verfügung stehen. Des Weiteren fehlen Anreize für den Ausbau dieser Systeme, sowie deren wirtschaftliche und sektorenübergreifende Nutzung. Die Kombination der beiden Technologien Wärmenetz und PV sowie deren ganzheitliche Betrachtung weist in diesem Kontext ein hohes Potential zur Ressourcenschonung sowie sektorenübergreifenden Energiebereitstellung und -nutzung auf. Hierdurch würde ein höherer Mehrwert für die ganzheitliche Energieversorgung und -wende hin zu einem Energiesystem der Zukunft geschaffen werden.
In diesem Zusammenhang werden im Forschungsprojekt N5GEH:E [1] anlagentechnische sowie digitale Lösungen entwickelt, die es ermöglichen, ein lokales Energiemanagementsystem zu realisieren, welches es ermöglicht die energetische Versorgung mit einem multienergetischen System und geringem Aufwand umzusetzen. Das multienergetische System besteht hierbei aus einem Wärmenetz der 5. Generation (kalte Nahwärme), vielen dezentralen Energiewandlungseinheiten unter Berücksichtigung einer hohen Einbindung von regenerativen Energien. Das Wärmenetz dient hierbei als ein thermischer Ringspeicher innerhalb des urbanen Raums.

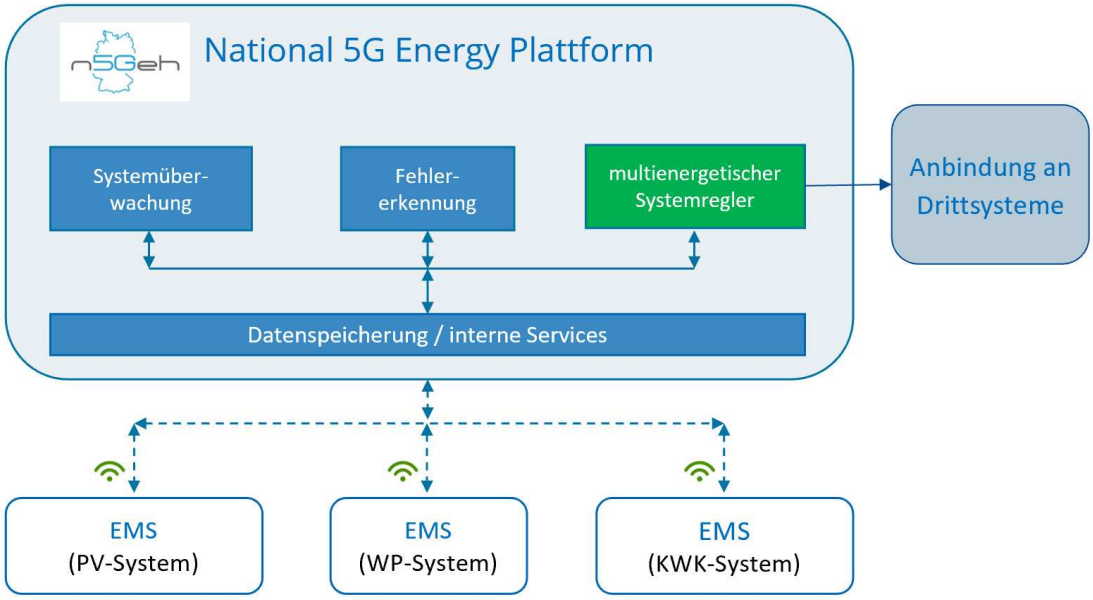
Methodik

Den zentralen Bestandteil des multienergetischen Systemkonzepts stellt eine bidirektionale Wärmeübergabestation dar. Diese dient als Schnittstelle zwischen Liegenschaft und Ringspeicher, in dem sie den Ein- und Ausspeisepunkt von Wärme darstellt. Die Station muss dabei kommunikations- und informationstechnisch so ausgestattet sein, dass diese eine Verknüpfung der Energiemanagementsysteme (EMS) des Gebäudes und des übergeordneten regionalen hydraulischen Netzbetreibers ermöglicht. Das System wird möglichst offen für die Einbindung sekundärer Energiequellen und Anlagenkomponenten aufgebaut und am Beispiel von drei Anwendungsfällen erprobt. Diese sind die Kombination eines zentralen Wärmenetzes (als rotierender Ringspeicher) mit den dezentralen Erzeugungssystemen PV, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)/ Brennstoffzellen und Wärmepumpen.
Neben dem Bau eines Prototyps der bidirektionalen Wärmeübergabestation für die drei Anwendungsfälle, sowie der Erstellung der zugehörigen Hydraulikschemas (R&I), lag der Schwerpunkt der Entwicklung auf einem allgemeingültigen Datenmodell sowie den notwendigen Schnittstellen der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), siehe Abb. 1. Hierbei wird auf der open-source zugänglichen N5GEH-Plattform aufgesetzt, indem die jeweiligen Algorithmen zur Prognose und Fahrplanerstellung als Services entwickelt werden. Kernstück des multienergetischen Systemreglers ist hierbei die Ermittlung des jeweiligen Flexibilitätspotentials [2, 3] der dezentralen energetischen Wandlungseinheiten. Dieses beschreibt für einen bestimmten Prognosehorizont den minimal und

[1] TU Dresden/Institut für Energietechnik/Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Helmholtzstr.14, 01062 Dresden, +49 351 / 463 34639, paul.seidel@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv
[2] TU Berlin/Hermann Rietschel Institut/ Energie, Komfort und Gesundheit in Gebäuden, Marchstr. 4, 10587 Berlin, +49 30 314-77059, martin.altenburger@tu-berlin.de, https://www.tu.berlin/hri
[3] TU Berlin / Einstein Center Digital Future, Professur für „Digitale Vernetzung von Gebäuden, Energieversorgungsanlagen und Nutzenden“ & TU Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Helmholtzstr.14, 01062 Dresden, +49 351 / 463 34909, joachim.seifert@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv

maximal möglichen Betrieb der Anlage als Grundlage für die Fahrplanermittlung. Auf diese Wiese ist es möglich den Betrieb einer energetischen Wandlungseinheit so zu planen, dass dezentral möglichst viel regenerative Energie genutzt bzw. in das Wärmenetz eingespeist und dabei die Auslastung der energetischen Netze berücksichtig werden kann.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Kommunikationsstruktur mit der N5GEH-Plattform [1]



Ergebnisse

Wesentliche Ergebnisse im derzeitigen Projektstand sind die entwickelte Kommunikationsstruktur unter Verwendung eines eindeutigen sowie flexiblen Datenmodells, welches die Übertragung und Verarbeitung von Messdaten sowie Steuersignalen unterschiedlicher energetischer Wandlungseinheiten ermöglicht. Des Weiteren wird der Entwicklungsstand des multienergetischen Systemreglers vorgestellt. Dies erfolgt am Beispiel der Fahrplanermittlung auf Basis des Flexibilitätspotentials eines Anwendungsfalles, inklusive der jeweiligen Randbedingungen des betrachteten Gebäudes. Der multienergetische Systemregler wird anhand eines modularen Ansatzes zur Entwicklung von Algorithmen für die energetischen Bedarfs- und Erzeugungsprognosen vorgestellt. Dieser ist so konzipiert, dass der Systemregler dezentral an den Wandlungseinheiten oder zentral in der übergeordneten Steuerungseinheit umgesetzt werden kann.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EN3058C gefördert.

Referenzen

[1] N5GEH, “E3 - Emissionsarme und energieeffiziente Energiebereitstellung im urbanen Raum unter Nutzung neuester, intelligenter IKT-Strukturen“, https://n5geh.de/e3/ (Aufgerufen 24.Oktober 2023).
[2] Seifert J., Werner J., Seidel P. et.al., Praxiserprobung des Regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis der Mikro-KWK-Technologie, ISBN: 978-3-8007-4630-9, TU Dresden, 2018.
[3] Seidel P., Ein Beitrag zur energetischen Analyse von vernetzten Energiesystemen am Beispiel von Klein-KWK-Anlagen (virtueller Verbund). Dissertation. 2018. TU Dresden, ISBN: 978-3-96143-087-1

7.2.6. Determining the Spatial-Temporal Heating Demand for Sector-Coupled Optimisation Models

Simon MALACEK(*)[1], David CARDONA-VASQUEZ, Alexander KONRAD, José PORTELA[2], Sonja WOGRIN

Motivation

Space heating accounts for approximately 65 % of the total residential energy consumption in EU households, but still relies mainly on fossil fuels [1]. According to the European Green Deal emissions in the building sector must be decreased by 60% by 2023 compared to 2015 [2]. Some examples to achieve this are retrofitting with heat pumps or biomass boilers or the expansion of district heating networks. However, a priori it is not clear where to implement which technology, since these decisions depend on many aspects, such as availability of (waste) heat, the linear heat density, (hourly) electricity costs, etc. To determine the most cost-effective and most sustainable solution, optimisation models, which are well established in the electricity systems [3], will play a key role. Such optimisation models require reliable input parameters: among others, the heating demand with spatial (where) and high temporal (when) resolution. A plethora of different methods for heating and cooling demand estimations exists [4], but most of them focus either on the yearly heating demand or the load profile of existing district heating systems. We, therefore, propose an integrated method that determines the heating demand on a building level and aggregated hourly load profiles, based on geo information system (GIS), cadastre, weather and occupancy data. By applying the developed approach on a case study of Puertollano in Spain we lay the foundation for investigating the waste heat usage potential of electrolysers by means of sector-coupled optimisation models.

Methodology

The procedure for data acquisition and aggregation is subdivided into two main steps: Spatial distribution and temporal profiles. **Spatial distribution:** starting with GIS data from Open Street Maps (OSM), the location (GPS coordinates) of the buildings in the desired region can be identified. Those geodata allow to request information for every building from the official cadastre (depending on the country). By that, the size, type of usage, year of construction, and other data can be acquired. Based on the (historic) national legislation on energy building performance and typical building standards in different decades a specific heating demand can be estimated for every building. **Temporal profiles:** The hourly heating demand is mainly determined by two factors: outside temperature and the setpoint of the temperature control during the day. While temperature with temporal resolution is readily available, the setpoint can only be estimated by occupancy statistics: when people are at home and active a higher, when not, a lower temperature will be set. This stochastic approach is based on activity data from the Time Use Survey, which gives insight into typical activities of people during the day. In addition, the thermal losses and thermal storage capacity of the buildings are estimated from the specific heating demand and incorporated into the simulation.

Case study: waste heat usage potential of an electrolyser for residential heating

In Puertollano/Spain a 20 MW electrolyser, powered by PV (installed capacity: 100 MW) produces green hydrogen [5]. One research question deals with the usage potential of electrolyser waste heat for district heating. To tackle the complex interplay of the electrical with the thermal sector, a sector-coupled optimisation model will be designed. As input data, this model requires valid spatial-temporal resolved heating demand profiles. According to the procedure described in the previous section, the heating demand was determined for the City of Puertollano on a building level (see Figure 1). Additionally, an aggregated heat load profile can be seen in Figure 2.

[1] Graz University of Technology, Institute of Electricity Economics and Energy Innovation,Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Phone.: +43 316 873-7911, simon.malacek@tugraz.at, www.iee.tugraz.at
[2] Universidad Pontificia Comillas, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), C/ Alberto Aguilera 23, 28015 Madrid, Phone.: +34 91 542-2800, jose.portela@iit.comillas.edu, www.iit.comillas.edu

Conclusions and Outlook

We found that the approach works well and that the determined total heating demand is in good accordance with data from other sources [6,7], as well as the temporal load profile matches with measured demands from district heating networks. In the next step, the model will be validated by applying it to a district/region where measured heating demand data is directly available.

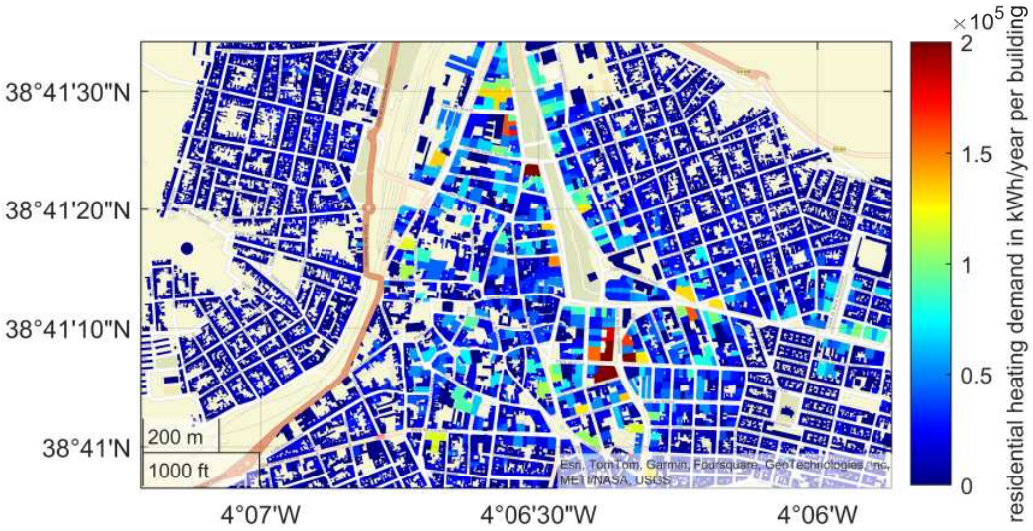


Figure 1: Yearly heating demand on a building level for the city of Puertollano/Spain.

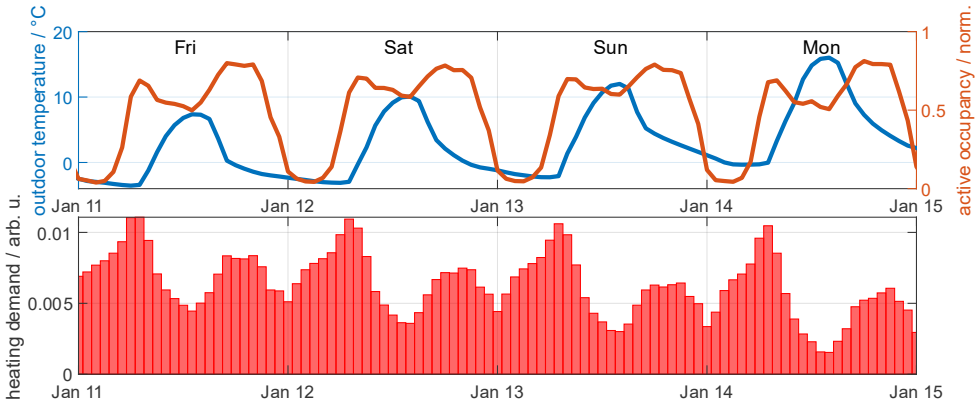


Figure 2: Simulated heating demand profile as a function of outdoor temperature and active occupancy.

References

[1] Eurostat, “Energy use in households up 6% in 2021,” Eurostat, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20230613-1 .

[2] European Commission, “Energy performance of buildings directive,” *energy.ec.europa.eu*, 2018. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

[3] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, “LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,” *SoftwareX*, vol. 19, p. 101141, Jul. 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141.

[4] L. G. Swan and V. I. Ugursal, “Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, no. 8, pp. 1819–1835, Oct. 2009, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.033.

[5] Iberdrola, “Iberdrola builds the largest green hydrogen plant for industrial use in Europe,” Iberdrola, 2022. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant

[6] The Hotmaps Team, “Hotmaps Toolbox,” *www.hotmaps.eu, 2023*. [Online]. Available: https://www.hotmaps.eu/map (accessed Jan. 09, 2024).

[7] “Mapa de calor,” *mapadecalor.idae.es, 2023*. [Online]. Available: https://mapadecalor.idae.es/ (accessed Jan. 09, 2024).

7.3. WÄRME- UND KÄLTE IN GEBÄUDEN

7.3.1. Wärmebedarfsschätzung für Wohngebäude

Sarah SCHNEEBERGER(*)[1], Edward LUCAS, Curtis MEISTER, Philipp SCHUETZ

Inhalt

Kenntnisse über den Heiz- und Kühlbedarf von Gebäuden bilden die Grundlage für die Planung zukünftiger nachhaltiger Energiesysteme, Flexibilitätsanalysen und die Bewertung der Energieeffizienz des Gebäudebestands. Sowohl der aktuelle Bedarf als auch eine zukünftige Prognose des Bedarfs sind von Interesse, wobei erstere, falls vorhanden, aus Verbrauchsmessungen abgeleitet werden kann. Allerdings werden Verbrauchswerte nicht für jedes Gebäude in der Schweiz erfasst, und selbst wenn sie erfasst werden, sind nicht immer stündliche Bedarfsprofile verfügbar. Daher sind Schätzungen des jährlichen und stündlichen Wärmeenergiebedarfs erforderlich.

Die meiste verwendeten Ansätze, um gebäudespezifische Wärmebedarfe zu modellieren sind physikalische und statistische Modelle [1]. Physikalische Modelle brauchen oft sehr viele Informationen über das Gebäude und die Umgebung, und zudem wurde in vielen Studien nachgewiesen, dass es zu grossen Abweichungen kommt, wenn physikalische Modelle nicht mit realen Messdaten kalibriert werden [2]. Um verlässliche Resultate mit statistischen Modellen zu erhalten, sind einerseits viele Trainingsdaten notwendig, sowie genügend Eigenschaften als Modelleingaben [1].

Das Ziel dieser Studie, ist die gebäudespezifische Modellierung des Wärmebedarfs über den gesamten Gebäudepark. Als Datengrundlage wird das öffentlich zugängliche Gebäude- und Wohnregister (GWR) [3], welches Informationen wie Bauperiode, Gebäudekategorie und Grundfläche für jedes Gebäude in der Schweiz enthält, verwendet. Mit diesen Gebäudeinformationen, Referenzwerte pro Archetypen, Wetterdaten und einem einfachen physikalischen Modell lässt sich der Bedarf jedes Gebäudes schätzen. Mithilfe von Messdaten wird das Modell kalibriert, wobei eine Klima-Regions-abhängige Kalibrierung pro Archetypen angestrebt wird. Den Fokus wird hier auf eine Region (Kanton Basel-Landschaft) gelegt. Bei genügend Messdaten wäre eine interessante Erweiterung der Vergleich mit der entsprechenden multiplen linearen Regression, und weiteren statistischen Ansätzen.

Methodik

Physikalisch kann der Heizwärmebedarf über den Transmissionswärmeverlust abgeschätzt werden, indem berechnet wird, wie viel Wärmeverlust in Abhängigkeit von der Aussentemperatur durch Raumwärme kompensiert werden muss, um eine vordefinierte Ziel-Innentemperatur zu halten. Dieser physikalische Zusammenhang kann durch eine komplexe Gleichung mit detaillierten Informationen zum Gebäude, und zu den Bewohnenden aufgestellt werden. Eingeschränkt durch die vorhandenen Informationen zu den Gebäuden, wurde dieser Ansatz vereinfacht. Genauer lässt sich durch eine vereinfachte Energiebilanzgleichung eines Gebäudes der Wärmebedarf Q durch den Wärmeverlust approximieren:

$$mc\frac{\partial \mathrm{T}}{\partial \mathrm{t}} = \dot{Q} - H(T - T_{amb}) + g\,I(t) + \dot{Q}_{appliances} + \dot{Q}_{persons} \qquad (1)$$

Dabei gehen wir von stationären Bedingungen ($\frac{\partial \mathrm{T}}{\partial \mathrm{t}} = 0\ K/s$) aus und vernachlässigen den Beitrag von Sonneneinstrahlung ($g = 0\ m^2$), Personen ($\dot{Q}_{persons} = 0\ W$) und Geräten ($\dot{Q}_{appliances} = 0\ W$), und erhalten somit

[1] Competence Centre for Thermal Energy Storage, Hochschule Luzern, Technikumstrasse 21, 6048 Horw, +41 41 349 37 88, sarah.schneeberger@hslu.ch, www.hslu.ch/tes
[2] Competence Centre for Thermal Energy Storage, Hochschule Luzern, Technikumstrasse 21, 6048 Horw

$$Q = H \int (\mathrm{T} - \mathrm{T_{amb}(t)})\, dt, \qquad (2)$$

wobei H den Transmissionswärmeverlust, T die Ziel-Innentemperatur und $\mathrm{T_{amb}}$ die Aussentemperatur im Zeitpunkt t darstellt. Zur Berechnung des Transmissionswärmeverlustes werden Referenzwerte der Wärmedurchgangskoeffizient von Gebäudeelementen [4], und die anhand der Grundfläche abgeschätzte Gebäudegeometrie verwendet. Das Integral wird durch die Summe über die Heiztage und die Verwendung stündlicher Durchschnittstemperaturen, die aus der Python-Bibliothek Meteostat extrahiert werden, approximiert. Ein Tag wird als Heiztag ausgewiesen, wenn die durchschnittliche tägliche Umgebungstemperatur kleiner als eine festgelegte Referenztemperatur ist.

Finalisiert wird das Modell durch die Validierung und Kalibrierung des erhaltenen Wärmebedarfes durch reale gemessene Gasverbrauchsdaten aus dem Kanton Basel-Landschaft. Wobei der Kalibrierungsfaktor pro Archetypen über die Energiekennzahl [$kWh/(m^2\, y)$], der durch die Energiebezugsfläche [m^2] normierte Wärmebedarf [kWh], bestimmt wird.

Ergebnisse

Aufgrund des Vergleichs der Verteilung der Wärmebedarfsschätzung mit den gemessenen Daten aus dem Kanton Basel-Landschaft (Abbildung 1), kann davon ausgegangen werden, dass das Modell den gesamten Wärmebedarf der Wohngebäude des Kantons gut abschätzt. Das Streudiagramm des Heizenergiebedarfs (Abbildung 2) ist eher breit gestreut, was darauf hindeutet, dass es eine Abweichung in der gebäudespezifischen Schätzung gibt. Dies widerspiegelt sich auch im mittleren prozentualen Fehler, der sich bei 38.4% beläuft.

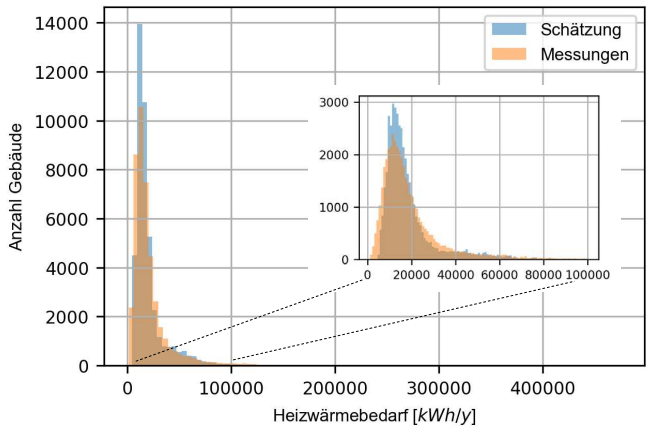


Abbildung 1: Vergleich der Verteilung der BL-korrigierten Schätzungen des Wärmeenergiebedarfs mit Messdaten. Im Zoom wurden kleinere Bins verwendet, um von der höheren Auflösung zu profitieren.

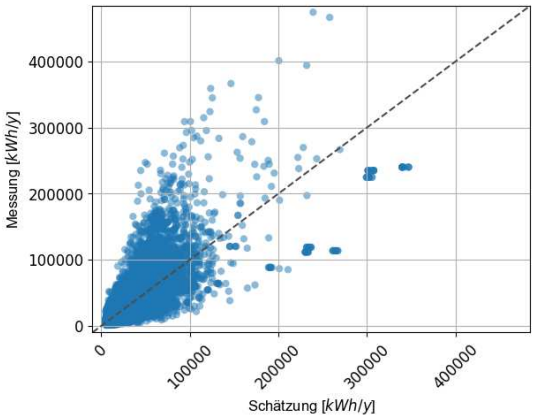


Abbildung 2: Gegenüberstellung der BL-korrigierten Schätzung und der Messung pro Gebäude

Referenzen

[1] C. Deb and A. Schlueter, “Review of data-driven energy modelling techniques for building retrofit,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 144, p. 110990, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.110990.

[2] Staffell, S. Pfenninger, and N. Johnson, “Nature Energy nature energy A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales”, doi: 10.1038/s41560-023-01341-5.

[3] “GWR | Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister.” Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available: https://www.housing-stat.ch/de/madd/index.html

[4] Pongelli, Y. D. Priore, J. P. Bacher, and T. Jusselme, “Definition of Building Archetypes Based on the Swiss Energy Performance Certificates Database,” Buildings, vol. 13, no. 1, p. 40, Jan. 2023, doi: 10.3390/BUILDINGS13010040/S1.

7.3.2. Ökologische Parameter und räumliche Indikatoren der Etagenwirtschaft nachhaltiger Energieumwandlungssysteme

Manuela FRANZ[1], Hartmut DUMKE[2]

Einführung

Die ökologische Bewertung von Energieerzeugungssystemen kann nach verschiedenen Methoden und Wirkungsindikatoren erfolgen, deren gemeinsame Grundlage das standardisierte Life Cycle Assessment ist [1]. Als Rahmennorm bietet sie die Möglichkeit der individuellen Schwerpunktsetzung bei der Eingrenzung von Lebenszyklusphasen, der methodischen Auswahl in Hinblick auf eine sogenannte Midpoint- oder Endpoint-Bewertungsmethode und der selektiven Berücksichtigung von Wirkungskategorien, die sich je nach Fragestellung, Zieldefinition und Datenlage ergeben. Für die Wirkungsabschätzung von beispielsweise Treibhausgasemissionen, Human- und Ökotoxizität oder Flächennutzung, stehen Datenbanken, wie ecoinvent, GaBi, SimaPro oder EU-Datenbanken, zur Verfügung. Aus den Ergebnissen können gegebenenfalls weiterführend gewichtete Endpoint-Parameter berechnet werden, wie der von der EU vorgeschlagene Product Environmental Footprint (PEF) [2].

Aufgrund der geringeren flächenbezogenen Leistungsdichte von erneuerbaren Energie-Systemen gegenüber Kraftwerken auf Basis fossiler Energiequellen [3] und der zunehmenden Flächenkonkurrenz mit anderen Lebens- und Produktionsbereichen sowie natürlichen Habitaten, gewinnt die spezifische und absolute Landnutzung des Energiesektors an Aufmerksamkeit. Für die Erstellung von Ökobilanzen beschränkt sich allerdings die vorhandene Datenlage zum Landverbrauch auf wenige Kategorien wie „Land transformation“, „Agricultural land occupation“ oder „Land use“, definiert je nach Datenbank und Software. Darüber hinaus wird zum Teil nur die Herstellungsphase berücksichtigt. In nahezu allen Fällen, seien es Datenbanken oder Einzelfallstudien, wird der Vergleichbarkeit und Einfachheit halber die ermittelte Fläche zur Gänze der untersuchten Anwendung zugeordnet, das entspricht einer sogenannten Allokation von 100 %.

Insbesondere Photovoltaik-, Wind- und Biomassekraftwerke zeigen jedoch einen signifikanten Flächenbedarf in der Betriebsphase [4], der jeweils in unterschiedlicher Ausprägung einer Mehrfachnutzung zugeführt werden und damit den Flächendruck reduzieren oder „aufteilen“ könnte. Weitere Überlegungen führen dazu, dass für die ökologische Bewertung nicht nur die horizontale Fläche, sondern auch die vertikale Aufteilung untersucht werden sollte. Dies könnte einerseits einer differenzierten ökologischen Bewertung und andererseits der Mehrfachnutzung, insbesondere der „Etagenwirtschaft“, einen sinnvolleren Ausdruck geben. Eine daraus resultierende dreidimensionale Segmentierung einer Region ermöglicht eine erweiterte Betrachtung der Aktivitäts- und Wirkungsfelder und neue Erkenntnisse für eine optimale Energieraumplanung.

Ausgehend von einer Zusammenfassung der europäischen und nationalen rechtlichen Definitionen und Bewertungen von Flächenversiegelung und Flächeninanspruchnahme ist das Ziel dieser Studie, in deskriptiver Weise Produktions- und ökologische Wirkungsebenen einer Mehrfachnutzung von Flächen für Energieerzeugungssysteme zu untersuchen und Vorschläge für eine erweiterte ökologische Bewertung zu entwickeln.

Methode

Anhand verschiedener Szenarien für die Mehrfachnutzung von Energieumwandlungs- und Kraftwerksflächen wird eine grafische und beschreibende vertikale Zonierung erstellt, eine Bestandsaufnahme bestehender Etagenwirtschaften durchgeführt und die Ergebnisse ausgewertet.

[1] TU Wien, Institut für Sensor- und Aktuatorsysteme, Wien, Österreich, manuela.franz@tuwien.ac.at
[2] TU Wien, Institut für Raumplanung, Forschungsbereich Regionalplanung und Regionalentwicklung, Wien, Österreich, hartmut.dumke@tuwien.ac.at

Resultate

Das Prinzip der Etagenwirtschaft ermöglicht es, das zur Verfügung stehende Land auf mehreren übereinanderliegenden Ebenen gleichzeitig zu nutzen. Dadurch ist eine Vervielfachung des Produktionsoutputs, wie Energie und Nahrungsmittel, ohne zusätzliche Flächeninanspruchnahme, oder sogar inklusive Renaturierungen von bisher versiegelten Flächen, möglich. Die Analyse von Umweltwirkungen und flächenbezogenen Produktionserträgen im Rahmen einer Ökobilanz sind in ihrer Aussagekraft jedoch limitiert, wenn ausschließlich zweidimensional die Bodenfläche betrachtet wird. Deshalb wird zusätzlich eine vertikale Analyse der Etagenwirtschaft vorgenommen, wie in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Das Beispiel zeigt die gleichzeitige Energieerzeugung auf drei Ebenen mit verschiedenen Technologien, wobei Zwischenflächen und –ebenen für die Landwirtschaft genutzt werden.

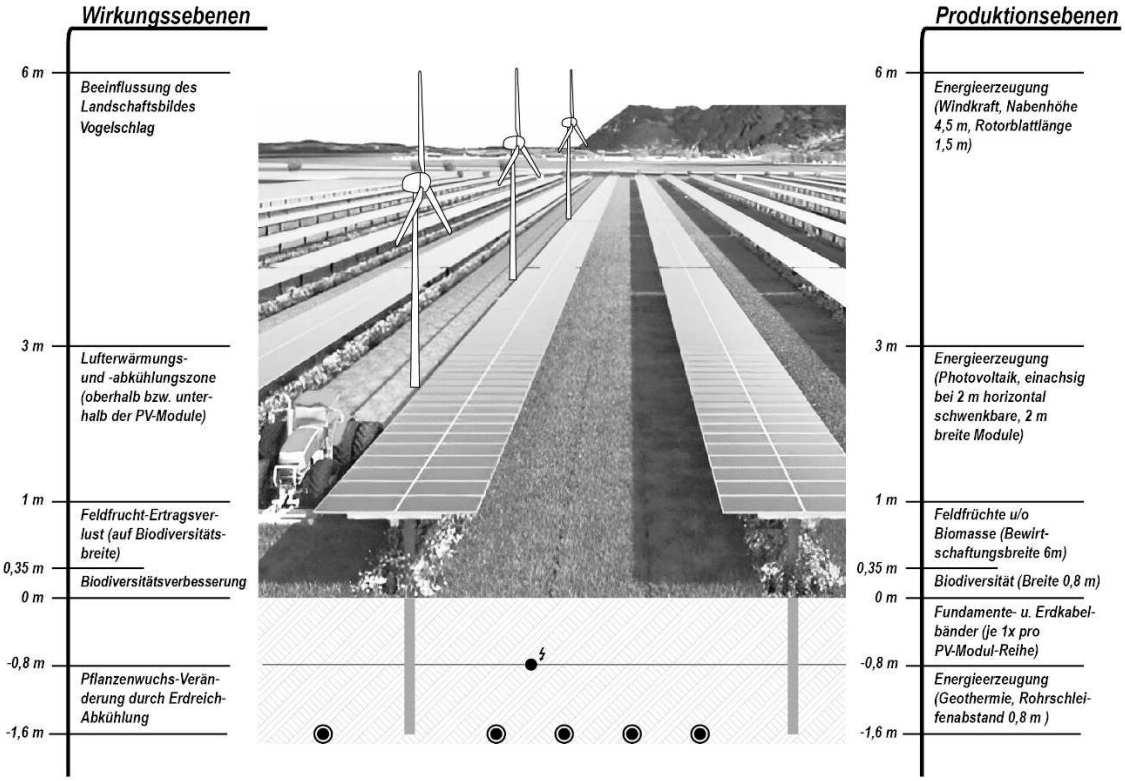


Abbildung 1: Szenario einer vertikalen „Etagenwirtschaft“ als Kombination mit landwirtschaftlichen, ökologischen und energetischen Funktionen. Quelle: Energiepark Bruck an der Leitha [5] und eigene Darstellung.

Die Gegenüberstellung der Produktions- und Wirkungsebenen ermöglicht einen Vergleich zwischen Einebenen- und Mehrebenen-Etagenwirtschaften. Diese Darstellungsart macht ergänzend die im Boden verborgene Technologie sowie die unter den Modulreihen gepflanzten Biodiversitätskorridore sichtbar. Anhand von lokalen Energie- und Produktionskennzahlen kann daraus eine Neubewertung des anteiligen Flächenbedarfs der Produktionsebenen ermittelt werden. Die der jeweiligen Anwendung zugeordnete Bodenfläche wird mithilfe von spezifischen Belegungs- und Gewichtungsfaktoren errechnet.

Referenzen

[1] ISO 14040/ ISO 14044 (2006) Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework – Requirements and guidelines.
[2] European Commission, DG for Environment (2023) Environmental Footprint methods. https://green-business.ec.europa.eu/environmental-footprint-methods_en (Aufgerufen 1. Dezember, 2023).
[3] Smil, Vaclav (2016) Power density. The MIT Press, Cambridge, MA, ISBN 9780262529730.
[4] Dumke, Hartmut (2020): Erneuerbare Energien für Regionen. Flächenbedarfe und Flächenkonkurrenzen. Wien: TU Wien Academic Press. ISBN: 978-3-85448-040-2. (E-Book: Open Access) https://www.tuwien.at/academicpress/produkt/erneuerbare-energien-fuer-regionen/#
[5] Energiepark Bruck an der Leitha (2023). https://www.energiepark.at/ (Aufgerufen 1. Dezember, 2023)

7.3.3. Datenerhebung und Analyse der Heizenergieeffizienz mit Smart Home Technologien

Tobias REHM[1], Thorsten SCHNEIDERS[2], Frank SCHOLZEN[3]

Inhalt

In Zeiten des Klimawandels und steigender Energiepreise ist es wichtig, den eigenen Energieverbrauch zu kennen und zu wissen, wie dieser effizient und nachhaltig genutzt werden kann. Diese Aspekte sind in der aktuellen Gesetzgebung, der europäischen Energieeffizienzrichtlinie (*EED*) [1] und in der nationalen Umsetzung in Deutschland der *Heizkostenverordnung (HKVO)* [2] bereits teilweise gesetzlich geregelt. Dabei sollen durch transparente Informationsbereitstellung, die Erfassung von Verbrauchsdaten und die Bereitstellung von Verbrauchsabrechnungen, verbessert werden. Diese Verordnung verpflichtet u. a. die Dienstleister der Immobilienwirtschaft, den Mietenden in Deutschland ab dem 01.01.2022 eine monatliche Rückmeldung über den Energieverbrauch (Heizung und Warmwasser) zu geben. Dies wird auch als unterjährige Verbrauchsinformation (kurz UVI) bezeichnet. Bisher erhalten die Mietenden nur eine Jahresabrechnung, die keine Rückschlüsse auf das Heizverhalten zulässt.

In diesem Zusammenhang wird die Sensibilisierung der Nutzenden für den Energieverbrauch immer wichtiger. Gerade der Wärmebereich im Haushaltssektor spielt bei der Energiewende eine große Rolle. Die meisten Emissionen in Deutschland werden durch Raumwärme und Warmwasser verursacht. Der Sektor private Haushalte hat einen Anteil von ca. 26 % am Gesamtenergieverbrauch in Deutschland, davon entfallen allein ca. 70 % auf die Raumwärme [3]. Mit der zunehmenden Digitalisierung des Energiesektors gibt es mehr technische Möglichkeiten, den Energieverbrauch der Nutzenden zu messen und zu beeinflussen. So können beispielsweise Smart Home Thermostate eingesetzt werden, um die Raumtemperatur intelligent zu steuern und Heizenergie einzusparen. Diverse Studien [4–6] haben gezeigt, dass durch den sachgerechten Einsatz von intelligenten Thermostaten Einsparpotenziale bis zu 16 % und über 30 % erreichbar sind. Dies gilt jedoch nur unter der Voraussetzung, dass die Thermostate auch entsprechend den Vorgaben zur Energieeinsparung eingesetzt werden.

Das Forschungsprojekt „*Smart User Interfaces*“ untersucht erstmalig im Rahmen eines empirischen Anwendungstest den Nutzen von Smart Home Thermostaten in Verbindung mit Feedback zum Heizenergieverbrauch. Dabei werden reale Mietswohnungen mit einer Vielzahl an Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet.

Diese Arbeit beschäftigt mit der Auswertung der im Projekt erhobenen Messdaten und entwickelt Auswertungslogiken, um die Messdaten der Smart Home Thermostate statistisch zu analysieren. Dies dient dazu, das Heizverhalten von Mietswohnungen in verschiedene Heiztypen einzuteilen, Heizenergieeinsparpotenziale zu identifizieren und Optimierungsmöglichkeiten für das Heizverhalten abzuleiten. Ziel ist es, den Nutzenden ein indirektes Feedback zur Verbesserung ihres Energieverbrauchs zu geben. Damit liefert diese Arbeit einen Beitrag zur Steigerung der Heizenergieeffizienz in Mietswohnungen.

Methodik

Bei dem Untersuchungsdesign für das Projekt „*Smart User Interfaces*“ handelt es sich um eine experimentelle Studie, die in einer nicht kontrollierten Umgebung (Mietwohnungen) stattfindet. In der

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, Deutschland, +49 221 8275 2417, tobias.rehm@th-koeln.de, www.th-koeln.de
[2] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, Deutschland, +49 221 8275 2335, thorsten.schneiders@th-koeln.de, www.th-koeln.de
[3] Universität Luxemburg, 6, rue Richard Coudenhove-Kalergi, L-1359 Luxemburg, Luxemburg, +352 46 66 44 5636, frank.scholzen@uni.lu, www.uni.lu

folgenden Abbildung 1 ist das Untersuchungsdesign für den Anwendungstest als Blockdiagramm dargestellt.

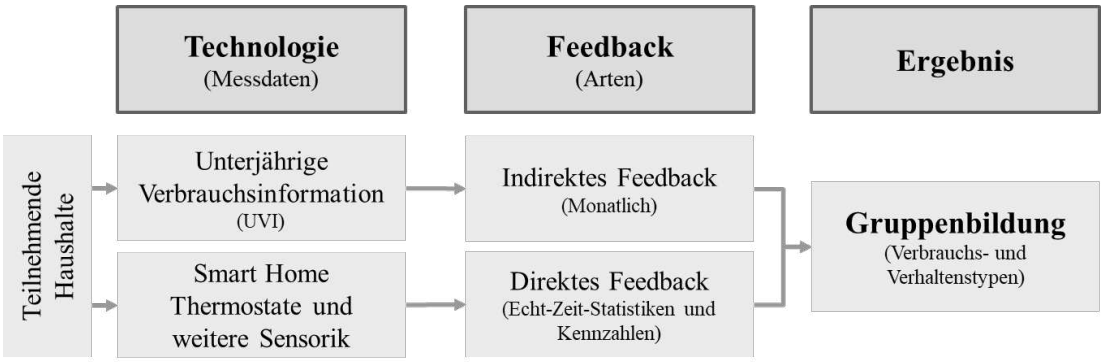


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Untersuchungsdesign nach Technologien, Feedbacks und der Outputs

Dabei sind unter den eingesetzten Technologien die unterjährige Verbrauchsinformation (UVI), welche die monatliche Verbrauchsdaten als indirektes Feedback zur Verfügung stellt. Daraus können die Verbrauchsdaten der jeweiligen Wohnungen kategorisiert werden. Weitere Technologien wie Smart Home Thermostate und CO_2-Sensoren erfassen Daten zum Heizverhalten, darunter z. B. eingestellte oder gemessene Raumtemperaturen sowie die entsprechenden Anwesenheitszeiten. Daraus werden Echtzeit-Statistiken zum Heizverhalten erstellt, die den teilnehmenden Haushalten als Feedback zur Verfügung gestellt werden. Die Ergebnisse (Feedbacks) sollen als Kennzahlen den teilnehmenden Haushalten visualisiert werden und positive Änderung des Energieverbrauchs erzielen. Die Auswertung beinhaltet die Korrelation des Heizverhaltens sowie des raumspezifischen Verbrauchs. Das Ziel und Ergebnis ist es durch die Kennzahlen und Auswertungen die Mietenden in spezifische Kategorien zum Verbrauchs- und Heizverhalten einzuteilen (siehe Abbildung 1).

Ergebnisse

Im Zentrum der dieser Arbeit steht die Auswertung und Analyse der Messdaten, die aus Verbrauchsdaten der unterjährigen Verbrauchsinformation, der Smart Home Thermostate und weitere Sensorik zusammengetragen werden. Damit sollen erstmalig Daten zum Heizverhalten mit realen Verbräuchen analysiert werden und Rückschlüsse gezogen werden. Weiterhin sollen dabei Das Heiz- und Verbrauchsverhalten kategorisiert und entsprechende Indikatoren für das jeweilige Verhalten festgehalten werden. Erste Ergebnisse zeigen, dass Aussagen zum Heiz- und Lüftungsverhalten bzw. Fehlverhalten, z. B. durch Heizen bei geöffnetem Fenster, erkennbar sind. Aus den Daten der Temperaturniveaus (Soll- und Ist-Temperaturen), der Heizleistung (Ventilöffnungen) sowie der Heizdauer können raumspezifische Kennzahlen gebildet werden.

Referenzen

[1] European Council. "Rat und Parlament erzielen Einigung über Energieeffizienz-Richtlinie.". https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/10/council-and-parliament-strike-deal-on-energy-efficiency-directive/ (Zugriff am: 30. Oktober 2023).

[2] Bundesamt für Justiz. "HeizkostenV - Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten.". https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/BJNR002610981.html (Zugriff am: 30. Oktober 2023).

[3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hg., "Energieeffizienz in Zahlen: Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019,", 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=72

[4] S. Schlitzberger, "Studie zum Energieeinsparpotenzial durch den Einsatz von elektronischen Thermostaten,", 2016.

[5] V. Grinewitschus, "Temperaturen runter, Gebäudeeffizienz hoch," Haufe, 30. September 2021. https://www.haufe.de/immobilien/wohnungswirtschaft/baltbest-effizienz-von-heizanlagen_260_552050.html (Zugriff am: 12. Juni 2022).

[6] T. Schneiders, T. Rehm, C. Strohm und M. Deimel, "Smart Home Field Test – Investigation of Heating Energy Savings in Residential Buildings," in 2018 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC): 17-18 May 2018, Cologne, 2018, S. 1–8, doi: 10.1109/IESC.2018.8439985.

7.3.4. A cold storage PCM heat exchanger for daily summer free cooling with cold night air

Jacques ROBADEY[1], Sylvain VUILLEUMIER, Justin LALOU MONCEF

Introduction

As thermal needs correspond to up to 80% of the building energy consumption, thermal storage can be a key solution to decrease their dependance on nonrenewable energy. It can increase the building thermal autonomy in winter and in summer. By ventilating Phase Change Materials (PCM) [1] [2], [3] with the cold air of summer nights, PCM can be solidified to store cold. During the day, ventilating the PCM melts it and refreshes the ambient air [4].

We developed in this respect half meter high aluminum PCM containers allowing important temperature stratification in the vertical direction. By placing thin horizontal metallic plates in the PCM container and air flow channels around it, heat transfer occurs between the PCM and the ambient air as soon as an air flow is blowing. We present here this PCM heat exchanger structure with the results of the first measurement of heat/cold storage charge and discharge power as well as a method to determine the load level of the thermal battery.

Air-PCM heat exchanger structure and testbed

The storage module is shown in Figure 1, and comprises two 50cm-long extruded cells, each with a capacity of 1.86 liters of PCM. The containers filled with Crodatherm 21 are surrounded by strips for air flow heating/cooling. The temperature profile along the vertical axis is studied for both PCM and air zones with 7 and 9 thermocouples, respectively. Two flow meters were installed before and after the heat exchanger to measure 4flow and exclude air leaks. The flow was generated by a “helios” radial fan preceded by heater for the hot loads. For cooling loads, outside ambient air was drawn in. The charging and discharging powers were determined by multiplying the air mass flow rate: $\dot{m}$, the air specific heat: $c_{p\ air}$,= 1.005 J/gK and the difference between the inlet and outlet air temperature.

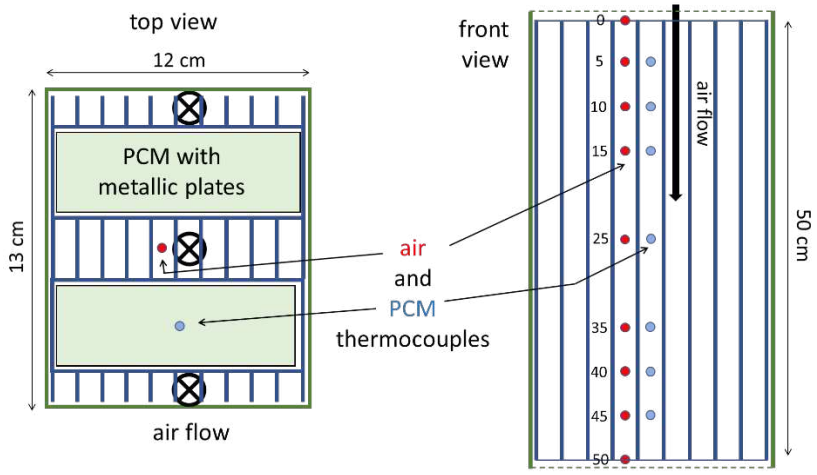


Figure 1: Heat exchanger structure with the top view showing the two cells with their PCM and air flow zones. Heat transfer is ensured by thin metal fins spaced 6mm apart in the PCM zones and by aluminum strips in the air zones. The front view shows a cross-section of the heat exchanger in the air zone with the precise position of each air (red) and PCM (blue) thermocouple (the latter being situated in the PCM zone). The numbers indicate the distance in cm from the air inlet.

[1] Energy Institute, University of Applied Sciences of Western Switzerland, Fribourg, Switzerland, +41 79 211 89 72, jacques.robadey@hefr.ch

Measurement results

The PCM heat exchanger was successively ventilated with hot and cold air flows of 32 m/h to perform thermal cold and hot dis/charges. Figure 2 shows a cold discharge starting with PCM materials at around 14°C and carried out with an input air at 30°C. An average cooling power of 78W was obtained for 3.5 hours, corresponding to an energy storage of approximatively 0.25 kWh. The temperature evolution is shown in Figure 2a) for seven positions in the PCM and in the air flow. The melting position progresses slowly at the beginning and accelerates at the end of the cold discharge: one hour was necessary to melt PCM at 5cm from the flow entrance, while total PCM fusion was obtained after 2.6h at 25cm and 3.2h at 45cm. While temperature stratification is important in the PCM zones due to the melting process, the temperature rise is very gradual in the air. We observe a nearly linear increase at 25cm between 21°C and 30°C which can be used to determine the charge level of the thermal battery.

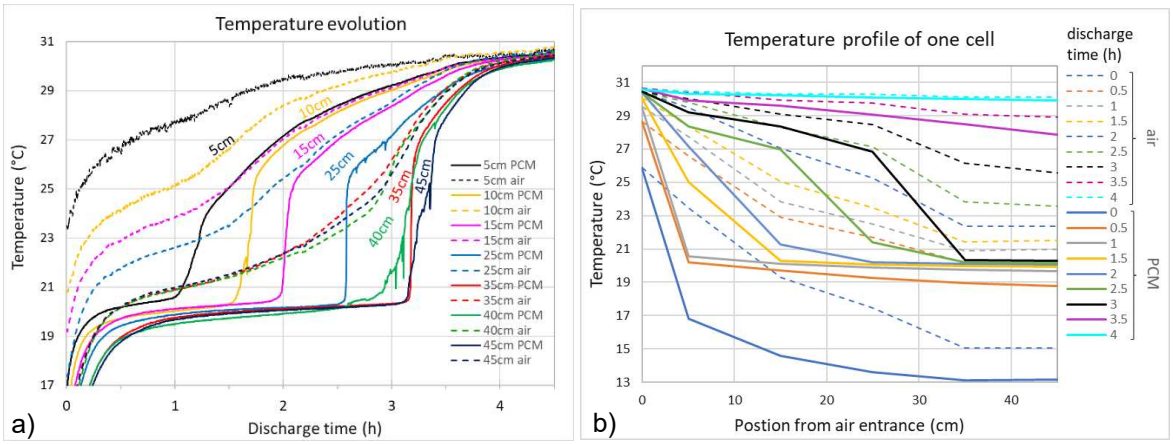


Figure 2: a) Evolution of the temperature during 4.5 hours of a cold discharge for different vertical positions in the PCM container and along the air channels.
b) PCM and air flow temperature profiles from the beginning to the end of the discharge process.

The temperature profile in the PCM and in the air is displayed in Figure 2b). A rapid decrease in temperature is observed where the PCM is completely liquid with a stabilization below 21°C afterwards. After 1½h discharge, a warm front move towards the end of the heat exchanger reaching it after 3.2h. The air profile follows the PCM profile but with gentler slopes. The cooling efficiency of the PCM remains high until less than 15cm remains solid. At that point, the thermal battery can be considered empty and need recharging.

Heat discharge (or cold loads) was measured by ventilating the PCM at 14°C at the same flow rate. The PCM totally solidified after 5h with 1½h needed to solidify the first 5 cm. If the fusion temperature of 21°C is optimal to refresh building in summer, cold nights are necessary to solidify it completely. If the outside air temperature is at 18-19°C, other PCMs such as the Crodatherm 24W could be used, as they have already shown complete solidification in 5 hours [4], [5].

Referenzen

[1] L. Socaciu, A. Plesa, P. Unguresan and O. Giurgiu, Leonardo El. J. Pract. Technol. 25 179-94 (2014).
[2] Bland, M. Khzouz, T. Statheros and E.I. Gkanas, Buildings 7(3) 78 (2017).
[3] P.P. Castro, P.K. Selvam, and C. Suthan, Imperial Journal of Interdisciplinary Research 2, 203 (2016).
[4] J. Robadey and R. Richard, J. of Phys.: Conf. Series 2600 022004 (2023).
[5] R. Richard, « Gestion d'un système de stockage thermique par PCM couplé à une production d'énergie renouvelable », M.S. Thesis, Energy Institute, University of Applied Sciences of Western Switzerland, Fribourg (2021)

7.3.5. Zustandsdetektion in der Trinkwarmwasserinstallation mittels Temperaturhalteband

Martin ALTENBURGER(*)[1], Joachim SEIFERT[2], Marcel RÖSCHKE[3]

Inhalt

Die Bereitstellung von Trinkwarmwasser in Mehrfamilienhäusern erfolgt häufig über eine zentrale Trinkwassererwärmung (TWE), welche über Verteilleitungen die einzelnen Zapfstellen versorgt. Kommt es in dieser Trinkwasserinstallation (TWI) zum Abkühlen des Wassers, kann dies durch ein gesteigertes Wachstum von Legionellen (Legionella pneumophila) zu negativen hygienischen Auswirkungen führen [1]. Um diese und daraus folgende gesundheitliche Probleme zu vermeiden, sind auf Basis der aktuellen Normen bestimmte Temperaturen (Austrittstemperatur aus TWE von $\vartheta_{\mathrm{TWW}} = 60\,°\mathrm{C}$ und maximale Absenkung um $\Delta\vartheta_{\mathrm{TWW}} = 5\,\mathrm{K}$ in der Verteilleitung) sicherzustellen [2]–[4]. Dazu können Zirkulationssysteme aber auch Temperaturhaltebänder (THBs) eingesetzt werden, welche die notwendige Energiezufuhr auf zwei verschiedenen Wegen sicherstellen [5]. Entweder zentral durch die TWE oder dezentral durch eine selbstregulierende, elektrische Widerstandsheizung.

Das System des THBs bietet aufgrund seiner temperaturabhängigen Eigenschaften die Möglichkeit, aus aufgenommenen Messdaten den Systemzustand der TWI abbilden zu können. Diese Zustandsdetektion beinhaltet zwei Teilaspekte: die Ermittlung der Temperatur und die Erkennung von Zapfereignissen, welche gesondert zu betrachten sind und nachfolgend vorgestellt werden. Die Kenntnis über beide Aspekte ermöglicht in der Folge eine Verbesserung in der Betriebsführung, wie ein Monitoring der Betriebsparameter in Bezug auf die Grenzwerte der hygienischen Qualität und entsprechende Reaktionen, die Optimierung der Wärmebereitstellung der zentralen TWE durch eine Ableitung von Nutzungsprofilen aber auch der Anpassung des Betriebs des THBs selbst.

Im Kontext der datengetriebenen Betriebsoptimierung dezentraler Anlagen ist die Nutzung einer stabilen Kommunikation und Administration notwendig. Im Projekt wird daher als Kommunikationsplattform für die Datenerfassung als auch die Ansteuerung zur Betriebsanpassung des THB das N5GEH [6] genutzt, welches für die Verwaltung von IoT-Geräten und den Datenaustausch mit diesen entwickelt wurde. Durch die Verwendung dieser Plattform ist es über eine einheitliche Schnittstelle möglich, sowohl Daten für eine Auswertung abzurufen als auch Steuersignale zu übermitteln, sodass die Entwicklung von Micro-Services erheblich erleichtert wird.

Methodik

Die zentrale Fragestellung des Beitrages ist: „Können die Messdaten eines Temperaturhaltebandes für die Zustandsdetektion einer Trinkwarmwasserinstallation genutzt werden?“ Um diese Frage zu beantworten, wurde ein Versuchsstand errichtet, mit dem verschiedene Situationen nachgebildet werden können. Die Messergebnisse dienen hierbei einerseits zur Ableitung der notwendigen Zusammenhänge zur Ermittlung von Algorithmen als auch als Grundlage für die Modellbildung.

Im Folgenden wird jeweils kurz auf die Datenauswertung und Entwicklung von Algorithmen für die beiden Teilaspekte (Ermittlung von Temperaturen, Detektion von Zapfereignissen) eingegangen.

Ermittlung der Systemtemperaturen der TWI

Am Markt verfügbare THBs (Beispiel Raychem [7]) werden zyklisch betrieben, d.h. der Betriebszustand wechselt zwischen an- und ausgeschaltet. Der zeitliche Anteil orientiert sich dabei an der notwendiger Wärmezufuhr zur Einhaltung der genannten Temperaturgrenzwerte. Das System schwingt also ständig,

[1] Technische Universität Berlin Hermann-Rietschel-Institut, Marchstr. 4 10587 Berlin, Tel: +49 30 314-77059, E-Mail: martin.altenburger@tu-berlin.de, Web: https://n5geh.de/twe-flex
[2] Technische Universität Dresden Institut für Energietechnik, Helmholtzstraße 14 01062 Dresden, Tel: +49 351 463-34909, E-Mail: Joachim.Seifert@tu-dresden.de, Web: https://n5geh.de/twe-flex
[3] Technische Universität Dresden Institut für Energietechnik, Helmholtzstraße 14 01062 Dresden, Tel: +49 351 463-34262, E-Mail: marcel.roeschke@tu-dresden.de, Web: https://n5geh.de/twe-flex

sodass dies bei der Datenaufbereitung zu beachten ist. Aus der Steuerbox des THBS sind elektrische Messdaten des elektrischen Widerstandes und der elektrischen Leistung abrufbar, wobei vor allem der elektrische Widerstand aufgrund der fortlaufenden Messung einen kontinuierlichen Rückschluss auf dem Systemzustand zulässt.

Die genannten Messgrößen und Bedingungen erfordern verschiedene Berechnungsschritte:

- Ermittlung der Temperatur des THB über eine Widerstandskennlinie
- Ermittlung des Schwingungsanteils der Temperatur des THB
- Ermittlung der Übertemperatur des THBs gegenüber dem Trinkwarmwasser

Für die genannten Berechnungsschritte wurden die unbekannten Größen detektiert und anhand von Versuchen im Labor bestimmt, sodass ein Algorithmus implementiert werden konnte.

Detektion von Zapfereignissen

Auf Basis der Messdaten sind folgende Ansätze zu Detektion von Zapfereignissen denkbar, welche auf verschiedenen Zusammenhängen aufbauen:

1) Detektion anhand von Temperaturänderungen in der Verteilleitung
2) Detektion anhand des mittleren Widerstandes bei bekannter Temperatur

Die Detektion in Variante 1) erkennt Temperaturanstiege, die bei Zapfvorgängen auftreten, da die die Temperatur der TWE aufgrund aktueller rechtlicher Anforderungen (vgl. DIN DIN 1988-200 2012 [2]) über der Haltetemperatur in der Verteilleitung liegt. Variante 2) hingegen nutzt den Zusammenhang, dass der Wärmeübergang vom Rohr ins Medium vom Stillstand zu Situationen mit Durchfluss ansteigt und damit die elektrische Leistung des THB zunimmt.

Ergebnisse

Die beiden vorgestellten Analysen, der Temperaturermittlung und Detektion von Zapfereignissen zeigen, dass ein THB als Sensor genutzt werden kann, die Ergebnisse jedoch eine höhere Abweichung aufweisen als es bspw. ein fest verbauter Temperatur- oder Volumenstromsensor. Auf der anderen Seite wird durch die Nutzung vorhandener Technologie ein Mehrwert geschaffen, der ohne deutliche Steigerung des Installationsaufwands den Informationsgehalt über das Gebäude für nachfolgende Betriebsoptimierungen erhöht.

Danksagung

Dieser Beitrag entspringt aus dem Vorhaben TWE-Flex, das mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EN1056-A gefördert wurde.

Referenzen

[1] H. Müller, N. Zacharias, C. Schreiber, S. Völker, und T. Kistemann, „Erkennung und Bekämpfung von vorübergehend unkultivierbaren Pathogenen in der Trinkwasser-Installation: Teilprojekt 1“, Universität Bonn - Institut für Hygiene und Öffentliche Gesundheit, Bonn, 2014.

[2] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN 1988-200“. Beuth Verlag GmbH, Mai 2012.

[3] S. B. Löwe, „Risikofaktoren in Trinkwasser-Installationen für das Vorkommen von Legionellen“, Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn, 2019. Verfügbar unter: https://hdl.handle.net/20.500.11811/7735

[4] H. E. Müller, *Legionellen - ein aktuelles Problem der Sanitärhygiene Infektion und Bekämpfung*. Ehningen bei Böblingen: expert-Verl., 1992.

[5] M. Knorr und J. Seifert, „Energetische Gesamtsystemanalyse von Trinkwarmwassererzeugungs- und Verteilsystemen“, *GI - Gebäudetech. Innenraumklima*, Nr. Jg.134, Nr. 1, S. 66–74, März 2013.

[6] J. Seifert *u. a.*, „National 5G Energy Hub - Einführung zukunftsträchtiger Kommunikationsstandards in der Energietechnik“, Technische Universität Dresden, Dresden, Mai 2021. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2314/KXP:1802513477

[7] nVent Thermal Germany GmbH, „Selbstregelndes HWAT-Heizband | nVent RAYCHEM“. Verfügbar unter: https://www.nvent.com/de-de/raychem/products/hwat-self-regulating-heating-cable-0

7.3.6. Kühlen mit freien Heizflächen – eine Systemlösung für Bestandswohngebäude auf dem Weg in die praktische Anwendung

André KREMONKE[1], Manuel KORNMACHER[2], Andrea MEINZENBACH, Alf PERSCHK, Lars HAUPT

Inhalt

Innerhalb des Bereiches der Bestandswohngebäude sehen die Autoren zwei große Herausforderungen. Eine Herausforderung besteht in der Senkung der THG-Emissionen hin zu einem klimaneutralen Wohngebäudebestand. Eine weitere Herausforderung besteht in der Notwendigkeit zur Vermeidung einer (durch den Klimawandel bedingten) Überhitzung der Wohnräume während sommerlicher Hitzeperioden (siehe Abb. 1).

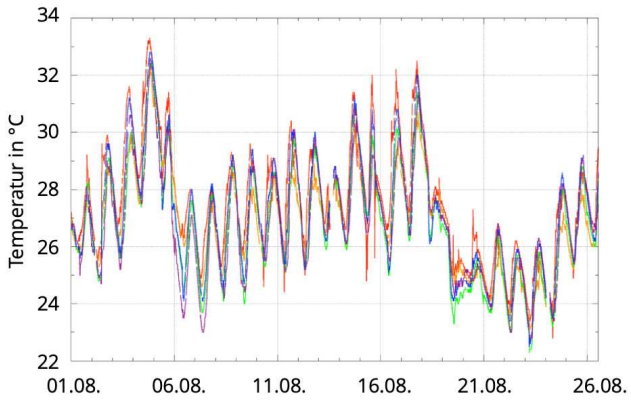


Abbildung 1: Gemessene Raumtemperaturen in einer Wohnung (Messzeitraum: 08/2022)

An der TU Dresden wurden im Rahmen des erfolgreich abgeschlossenen Projektes KUEHA[3] [1], die Voraussetzungen für die Umsetzung einer Systemlösung entwickelt, welche beiden Herausforderungen begegnet. Diese Lösung wird im Rahmen des Projektes KUEHASystem[4] einer Praxiserprobung unterzogen. Bei dieser Lösung setzen die Autoren vorzugsweise auf den Einsatz von Wärmepumpentechnologien, da diese zur Wärme- *und* Kältebereitstellung genutzt werden können. Besonders effizient ist die Kältebereitstellung beim Einsatz von Sole-Wasser-Wärmepumpen, da der Sole-Kreislauf auch ohne Wärmepumpenbetrieb im Sommer als Wärmesenke genutzt werden kann. Die Autoren gehen davon aus, dass sich darüber eine deutlich bessere Regeneration des Erdreichs für den Winterbetrieb erreichen lässt. Alternativ kann dies zu einer Einsparung von Investitionskosten durch eine Reduzierung der Sondenmeter führen.

Methodik

Schwerpunkt der Untersuchungen ist die praktische Erprobung in mehreren Feldtestobjekten. Ergänzend werden numerische- und Laboruntersuchungen durchgeführt. Die numerischen Untersuchungen erfolgen unter Nutzung der bidirektional gekoppelten Anlagen- und Gebäudesimulation.

Ergebnisse

Bestandsheizungsanlagen sind meist mit Freien Heizflächen ausgestattet. Als Voraussetzung für den Wärmepumpeneinsatz muss ein (Teil-)Austausch der Heizflächen erfolgen, um für die Wärmeübergabe,

[1] TU Dresden, +49-351-463-35345, andre.kremonke@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/mw/kueha
[2] Maurer Energie- und Ingenieurleistungen GmbH & Co. KG, +49-351-3365654, Manuel.Kornmacher@maurer-eil.de, www.dzh.de
[3] EnOB: KUEHA – Erprobung und Demonstration einer neuartigen Systemlösung zur sommerlichen Raumkühlung unter besonderer Berücksichtigung von Energieeffizienz und Praxistauglichkeit.
[4] KUEHASystem – Ganzjährige Gesamtsystemoptimierung zur Reduzierung der CO_2-Emissionen von Bestandheizungsanlagen – Demonstration einer Systemlösung für Heizen und Kühlen; Teilvorhaben: Systemanalyse

auch bei deutlich niedrigeren Systemtemperaturen, eine ausreichend hohe Leistung bereitstellen zu können. Neben dem Einsatz größerer Heizflächen (Vergrößerung der Ansichtsfläche und / oder Vergrößerung der Anzahl der Lagen) kann vor allem mit lüfterunterstützten Heizflächen eine deutliche Leistungssteigerung erreicht werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass in Mehrfamilienhäusern der thermisch bedingte Austauschbedarf an Heizflächen gering ist, da eine deutliche Überdimensionierung typisch ist. Allerdings sind die Heizflächen in Bestandswohngebäuden häufig optisch verschlissen, so dass auch ein Komplettaustausch in Erwägung gezogen werden kann. Die Nutzung solcher Leistungsreserven ermöglicht nicht nur im Heizfall die Absenkung der Systemtemperaturen, sondern auch im Kühlfall eine bessere Kühlwirkung. Diese wird jedoch nicht die Wirkung einer Komfortkühlung (Regelung auf eingestellte Sollwerte) erreichen können. Demzufolge wird für den sommerlichen Kühlfall ein anderes Regelkonzept als im winterlichen Heizfall umgesetzt. Hierbei wird der Verlauf der inneren thermischen Belastung des Gebäudes, im Vergleich zur erwarteten äußeren thermischen Belastung ausgewertet. So wird der Anfang einer Kühlperiode ermittelt und der Kühlbetrieb freigegeben, *bevor* sich das Gebäude bereits stärker aufgeheizt hat. Das Ende einer Kühlperiode wird ebenfalls über den Vergleich dieser thermischen Belastungen erkannt. Innerhalb einer Kühlperiode befinden sich die Heizflächen idealerweise im dauerhaften und ungeregelten Kühlbetrieb bei frei schwingender Raumtemperatur, wodurch die speicherwirksamen Bauwerksmassen aktiviert werden können. Die Vorlauftemperatur wird im Kühlfall taupunkttemperaturgeführt geregelt. Dies ermöglicht die Nutzung des Temperaturbereiches 12-16 °C auf den die Vorlautemperaturen besonders häufig abgesenkt werden können. Für einen wirksamen Kühlbetrieb muss sichergestellt sein, dass die Raumtemperaturregeleinrichtung bei ansteigenden Raumtemperaturen nicht den Heizkörpermassestrom drosselt. Das wäre bei konventionellen Heizkörperthermostaten der Fall. Diesbezüglich hat einer der Projektpartner einen Austauschthermostaten im Angebot, welcher auch für den Kühlbetrieb eingesetzt werden kann. Weiterhin muss sichergestellt sein, dass sich im Kühlbetrieb im Inneren der Heizkörper keine Kurzschlussströmungen einstellen. Dies wurde bisher nur dann beobachtet, wenn große, parallel durchströmte Heizflächen mit sehr kleinen Masseströmen betrieben wurden (Abb. 2). Diese Konstellation ist nur in Sonderfällen zu erwarten und kann gelöst werden, indem die Strömungsrichtung des Kühlkreislaufes umgeschaltet wird. Hierfür wurde eine Hydraulikeinheit einschließlich Ansteuerung entwickelt, welche sich derzeit in der praktischen Erprobung befindet. Die damit erreichbare Kühlwirkung liegt nach bisherigen Abschätzungen bei einem Raumtemperaturabsenkpotential von mehr als 3 K [1], [2].

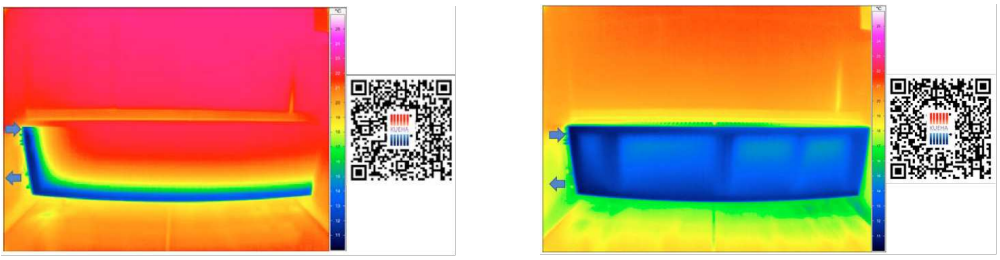


Abbildung 2: links: parallel seriell durchströmter Heizkörper mit Kurzschlussströmung / rechts: seriell durchströmter Heizkörper ohne Kurzschlussströmung bei gleichem Massestrom

Problematisch bei dieser Vorhersage ist die sehr eingeschränkte Reproduzierbarkeit der Randbedingungen, einschließlich der Berücksichtigung von Einschwingzeiten. Im Rahmen des Projektes wird daher eine Simulationslösung erarbeitet, welche eine Bibliothek mit skalierbaren Gebäudemodellen beinhaltet. Diese soll perspektivisch auch von Anwendern ohne Fachkenntnisse genutzt werden können.

Referenzen

[1] M. Arendt, L. Haupt, A. Kremonke, A. Perschk und C. Felsmann, „EnOB: KUEHA - Erprobung und Demonstration einer neuartigen Syszemlösung zur sommerlichen Raumkühlung unter besonderer Berücksichtigung von Energieeffizienz und Praxistauglichkeit (Schlussbericht),“ Gefördert durch das BMWF (Förderkennzeichen 03ET1461A), TU Dresden, 2021.

[2] Pazold, M.; Giglmeier, S.; Winkler, M.; Peng, Z.: Potenzialanalyse zum Einsatz bestehender Heizsysteme zur Raumkühlung. HLH Bd. 71 (2020), Nr. 9 S. 22-27

Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

7.3.7. Kühlen mit freien Heizflächen – ein Beitrag zur Optimierung von Bestandsheizungsanlagen in Wohngebäuden über den ganzjährigen Betrachtungszeitraum

Manuel KORNMACHER[1], André KREMONKE[2], Andrea MEINZENBACH, Alf PERSCHK, Lars HAUPT

Inhalt

Das größte Potenzial zur Senkung von THG-Emissionen liegt im Bereich der Bestandswohngebäude. Außerdem müssen diese Gebäude vor einer sommerlichen Überhitzung geschützt werden. An der TU Dresden wurden im Rahmen des erfolgreich abgeschlossenen Projektes KUEHA[3] [1], die Voraussetzungen für die Umsetzung einer Systemlösung für beide Problemstellungen entwickelt. Diese Lösung wird im Rahmen des Projektes KUEHASystem[4] einer Praxiserprobung unterzogen. Bei dieser Lösung setzen die Autoren vorzugsweise auf den Einsatz von Wärmepumpentechnologien, da diese zur Wärme- und Kältebereitstellung genutzt werden können. Besonders effizient ist die Kältebereitstellung beim Einsatz von Sole-Wasser-Wärmepumpen, da der Sole-Kreislauf auch ohne Wärmepumpenbetrieb im Sommer als Wärmesenke genutzt werden kann. Die Autoren gehen davon aus, dass sich darüber eine deutlich bessere Regeneration des Erdreichs für den Winterbetrieb erreichen lässt. Alternativ kann dies zu einer Einsparung von Investitionskosten durch Reduzierung der Sondenmeter führen oder die Möglichkeit eröffnen die geothermische Anlage, statt mit einem Frostschutz-Wasser-Gemisch lediglich mit Wasser zu betreiben. Für die Raumkühlung werden Freie Heizflächen genutzt.

Methodik

Für die Untersuchungen werden zwei Monitoringsysteme genutzt. Der Schwerpunkt des einen Systems liegt in der Echtzeiterfassung und der Darstellung der Systemzustände und ermöglicht auch den Eingriff in die Regelung und Steuerung. Das zweite Monitoringsystem ermöglicht eine echtzeitnahe Visualisierung des zeitlichen Anlagenverhaltens und beinhaltet Möglichkeiten zur Bewertung von Anlagenzuständen durch Datenaggregation. Beide Systeme ergänzen sich dabei gegenseitig und dienen als Basis für die Weiterentwicklung zu einem Gesamtsystem.

Ergebnisse

Die Systemlösung wurde erstmalig von der Wohnungsgenossenschaft Transport eG in einem Bestandswohngebäude (siehe Abb. 1) mit 36 WE umgesetzt. Das Gebäude wurde 1962 errichtet und 1992 saniert. Im Rahmen der Sanierung wurde u.a. der Wärmeschutz verbessert und die Ofenheizung durch eine Zentralheizungsanlage abgelöst. Weiterhin wurde das Dachgeschoss zur Wohnnutzung erschlossen.

Abbildung 1: Gebäudeansicht des Pilotvorhabens MFH-WOGETRA-2

Die Wärmebereitstellung erfolgte über zwei Ölkessel mit einer Leistung von je 70 kW (Abb. 2). Damit repräsentiert dieser Gebäudetyp, einschließlich der Sanierungsmaßnahme einen großen Anteil der Bestandswohngebäude in Ostdeutschland, sodass die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben sehr

[1] DZH-Schepitz GmbH, externer Doktorand TU Dresden, +49-351-3365654, manuel.kornmacher@dzh.de, www.dzh.de
[2] TU Dresden, +49-351-463-35345, andre.kremonke@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/mw/kueha
[3] EnOB: KUEHA – Erprobung und Demonstration einer neuartigen Systemlösung zur sommerlichen Raumkühlung unter besonderer Berücksichtigung von Energieeffizienz und Praxistauglichkeit.
[4] KUEHASystem – Ganzjährige Gesamtsystemoptimierung zur Reduzierung der CO_2-Emissionen von Bestandheizungsanlagen – Demonstration einer Systemlösung für Heizen und Kühlen

gut skaliert werden können. Eine Übertragbarkeit auf andere Gebäudetypen ist ebenfalls gegeben. Die wesentlichen Schritte der Umsetzung wurden von Juni bis Oktober 2023 realisiert. Zuvor wurde der Ist-Zustand des Gebäude- und Anlagenverhaltens mit einem Monitoring dokumentiert. Auffällig waren insbesondere die hohen Raumtemperaturen in den Dachgeschosswohnungen während sommerlicher Hitzeperioden. Im Rahmen der Vorplanung erfolgte hinsichtlich der Wärme- und Kältebereitstellung eine Vergleichsbetrachtung zwischen 7 verschiedenen Konzepten zur Wärme- und Kältebereitstellung. Diese wurden hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten, der Umsetzungsmöglichkeiten, vor allem aber auch hinsichtlich der ökologischen Wirkung bewertet. Realisiert wurde die Vorzugsvariante. Diese besteht aus zwei Sole-Wasser-Wärmepumpen und einem Gas-Brennwertgerät, welches zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt wird. Die Sole-Wasser-Wärmepumpen nutzen als Wärmequelle 16 Erdsonden mit einer jeweiligen Tiefe von 100 m. Das geothermische Feld wird während der Sommermonate, ohne aktiven Wärmepumpenbetrieb, als Wärmesenke genutzt. Damit wird eine bessere Regeneration des Erdreiches erreicht. Bei der Planung der geothermischen Anlage hat sich gezeigt, dass erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der möglichen Entzugsleistungen, vor allem aber hinsichtlich der Regeneration bestehen. Die Autoren gehen davon aus, dass der Kühlbetrieb, welcher nur die Kosten für die Umwälzung der Sole und des Kühlmediums erfordert, einen erheblichen Beitrag zur Regeneration des Sondenfeldes liefern kann. Da das Monitoring die Bilanzierung sämtlicher Energieströme ermöglicht, wird das Projekt während der Laufzeit belastbare Ergebnisse liefern können.

Während die Installation der Wärme- und Kältebereitstellungsanlage aufwändig und der Platzbedarf eine Herausforderung ist (siehe auch Abb. 2), sollten die Einschränkungen in den Wohnungen minimiert werden. Dies wird grundsätzlich dadurch gewährleistet, dass die vorhandenen Wärmeübergabeeinrichtungen, einschließlich der Versorgungsleitungen, unter Berücksichtigung der thermischen Randbedingungen, weiterhin genutzt werden können. Der Austauschbedarf beschränkt sich dabei lediglich auf die Thermostatköpfe, welche eine zusätzliche Einstellung „K“ (Kühlen) besitzen und in dieser Position auch bei ansteigender Raumtemperatur den Durchfluss nicht begrenzen sowie auf den Austausch ausgewählter Heizflächen zur Absenkung der Heizmitteltemperaturen auf ein, für den Wärmepumpeneinsatz, geeignetes Temperaturniveau. Hierbei haben die Berechnungen ergeben, dass nur ca. 10-15 % der Heizflächen ausgetauscht werden müssen. Für den Austausch sind lüfterunterstützte Heizflächen besonders gut geeignet, da sie bei gleichen geometrischen Abmessungen eine deutlich größere Leistung haben, welche sich besonders im Kühlfall als sehr wirksam erweist.

Abbildung 2: links: Heizraum vor der Umrüstung / rechts: nach der Umrüstung

Referenzen

[1] M. Arendt, L. Haupt, A. Kremonke, A. Perschk und C. Felsmann, „EnOB: KUEHA - Erprobung und Demonstration einer neuartigen Syszemlösung zur sommerlichen Raumkühlung unter besonderer Berücksichtigung von Energieeffizienz und Praxistauglichkeit (Schlussbericht),“ Gefördert durch das BMWF (Förderkennzeichen 03ET1461A), TU Dresden, 2021.

Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

7.4. WÄRMEPUMPEN(-SYSTEME)

7.4.1. Möglichkeiten zum Einsatz von Großwärmepumpen an Kohlekraftwerksstandorten

Nicolas FUCHS[1], Reuven PAITAZOGLOU[2], Anja HANSKE[3], Jessica THOMSEN[4]

Motivation und zentrale Fragestellung

Die globale Suche nach nachhaltigen Energiequellen hat in den letzten Jahrzehnten stark zugenommen. Dabei gibt es eine Vielzahl von natürlichen und anthropogenen Wärmequellen im Niedertemperaturbereich unter 100 C, die für die Versorgung von Wärmenetzen in Frage kommt. Diese Wärmequellen können dazu beitragen, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und damit den CO_2-Ausstoß zu reduzieren. Dabei können je nach Wärmequelle Großwärmepumpen entscheidend zur Wärmeversorgung beitragen, indem sie die natürlichen Niedertemperatur-Wärmequellen auf das benötigte Niveau für den Einsatz in der Fernwärme heben.

Der Einsatz von Großwärmepumpen ist dabei bereits in einigen Ländern wie Dänemark oder Schweden weit verbreitet, in Deutschland ist durch die hohen Dekarbonisierungsziele der Wärmeversorgung ein starker Ausbautrend zu beobachten [1]. Jedoch hat Deutschland seine Fernwärmeversorgung historisch bedingt stark auf Kohlekraftwerksstandorten aufgebaut, die sukzessive abgebaut werden müssen. Dies wirft die Frage auf, inwiefern die bestehenden Kraftwerksstandorte mit ihrer gut ausgebauten Infrastruktur sich für die Weiternutzung mit Großwärmepumpen eignen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes FernWP [2] wurden im Arbeitspaket 2 die Analyse für den Einsatz von Großwärmepumpen an mehreren Kraftwerkstandorten mit den Betreibern durchgeführt und die Möglichkeiten zur Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen für die Fernwärme untersucht.

Folgende Fragestellungen werden durch die Analyse beantwortet:

- Welche Wärmequellen sind an den Kraftwerksstandorten vorhanden?
- Welche technischen Potentiale sind energetisch erschließbar?
- Welche Charakteristik weisen die bestehende Wärmerzeuger und Wärmenetze auf?
- Wie lassen sich bestehende Infrastrukturen weiter nutzen und Wärmequellen integrieren?

Methodische Vorgehensweise

Für die Bewertung von Kohlekraftwerkstandorten zum Einsatz von Großwärmepumpen ist eine Methode entwickelt worden, die auf drei Analyseschritten basiert. Im ersten Schritt werden verfügbare Wärmequellen identifiziert und mithilfe einer Potentialabschätzung basierend auf gesammelten Messdaten abgeschätzt. Dabei werden alle Luft- und wasserbasierten Wärmequellen (Flüsse, Seen, Grundwasser, Abwasser, geflutete Minen), sowie Wärmequellen aus Geothermie (oberflächennahe Geothermie sowie Tiefengeothermie), Abwärme und Solarthermie berücksichtigt (Siehe zur Einordnung der Quellentemperatur Abb.1 links). Die Datenerhebung erfolgt für relevante und teils zeitabhängige Parameter wie z.B. Temperatur und Massenströme. Im zweiten Schritt wird anhand eines Fragebogens die Charakteristik der bestehenden Strukturen erhoben und nach typischen Kriterien wie Temperaturen, Fahrweise sowie Nachfrageprofilindikatoren eingeordnet. Dies ermöglicht im dritten Schritt eine Einordnung der möglichen Integration der Wärmequellen in die Bestandsinfrastruktur und die

[1] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Heidenhofstr. 2, 49 761 / 4588-5589, nicolas.fuchs@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de
[2] Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Adresse, +49 355 355 40052, reuven.paitazoglou@ieg.fraunhofer.de, www.ieg.fraunhofer.de
[3] Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Adresse, +49 355 355 40052, reuven.paitazoglou@ieg.fraunhofer.de, www.ieg.fraunhofer.de
[4] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Heidenhofstr. 2, 49 761 / 4588-5079, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de

Bewertung des Einsatzes von Großwärmepumpen, um eine Entscheidung zur weiteren Untersuchung oder Wärmequellen-erschließung zu ermöglichen.

Zentrale Erkenntnisse

Die Analyse wurde für sechs Kraftwerksstandorte in Deutschland durchgeführt (siehe Abb.1 rechts).

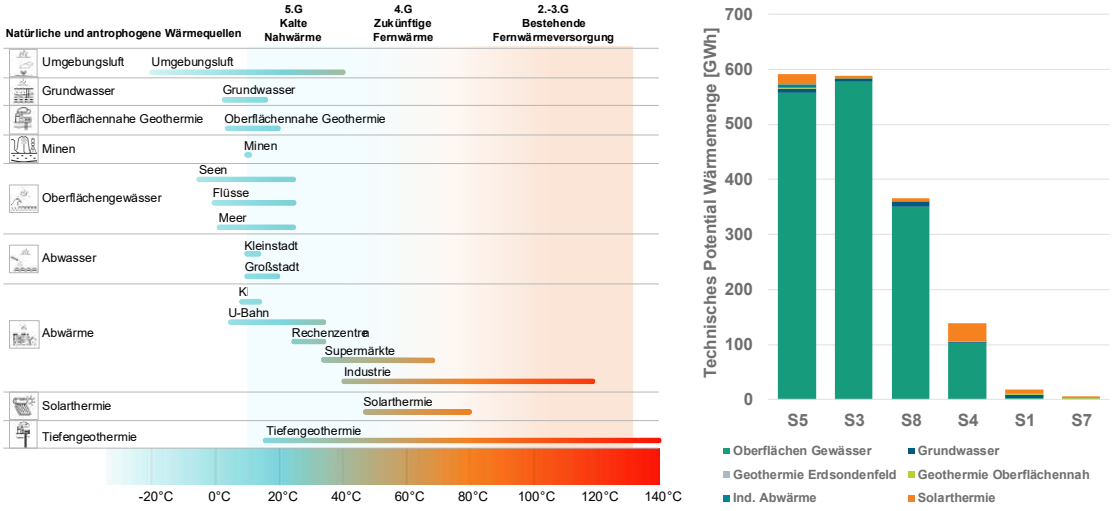


Abbildung 1: Übersicht der natürlichen Wärmequellen nach typischer Quellentemperatur (links) sowie technisches Wärmeentzugspotentials nach Quelle und Kraftwerksstandort (rechts)

Es gibt ein hohes verfügbares Energiepotenzial aus Niedertemperaturwärmequellen, das jedoch sehr standortspezifisch ist. An jedem der sechs analysierten Kohlekraftwerke existiert ein großes theoretisches Potenzial aus Niedertemperaturwärmequellen zur Verfügung, die sich auf dem Kraftwerksgelände oder in dessen unmittelbarer der Nähe befinden, hauptsächlich aus Fließgewässern, die bisher zur Kraftwerkskühlung genutzt wurden, sowie Geothermie gefolgt von Solarthermie aus Kollektorfeldern. Im Ergebnis müssen für die Potentialbewertung die zeitlichen Begrenzungen der lokalen Wärmequellen berücksichtigt werden, was als wichtigste Messdaten mindestens stündliche Temperatur, Durchflüsse, Volumen benötigt.

Aus der Befragung ergibt sich, dass bereits an mehreren Kraftwerksstandorten Pläne vorhanden sind Großwärmepumpen im Leistungsbereich von 20-50 MW je Einheit als Ersatz der Kohleverbrennung einzusetzen. Dabei werden die analysierten bestehenden Fernwärmenetze fast ausschließlich mit einer gleitenden Vorlauftemperatur betrieben (in den Sommermonaten im Bereich 70 bis 95°C und in den Spitzenlastzeiten im Winterbetrieb bei Vorlauftemperaturen von bis zu 130 °C), was für den Einsatz und die Integration von Großwärmepumpen berücksichtigt werden muss. Nennenswerte thermische Speicher für eine längerfristige Wärmespeicherung sind an den untersuchten Kraftwerksstandorten nicht vorhanden, jedoch können Teile der installierten Rückkühleinrichtungen als Infrastruktur weitergenutzt werden.

Kohlekraftwerksstandorte ohne größere Oberflächengewässer, ohne große Grundfläche oder einem Tiefengeothermie Potential können langfristig nicht durch lokal verfügbare Wärmequellen versorgt werden, eine Weiternutzung nach Außerbetriebnahme der Kohleblöcke dieser Standorte sollte kritisch geprüft werden.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass sich die meisten Kraftwerksstandorte für weitere Untersuchung und Erschließung der Wärmequellen mit Einsatz von Großwärmepumpen zu eignen.

Referenzen

[1] Urbansky, F. "Großwärmepumpen sind ein wichtiger Baustein für die Loslösung von Gas". Z Energiewirtsch 47, 12–16 (2023). https://doi.org/10.1007/s12398-023-0911-7

[2] Verbundvorhaben FernWP, https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201235077/1%22&v=10&id=5681602 (Aufgerufen 23.November, 2023).

7.4.2. Reduktion des Energiebedarfs durch den Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen in Industrieprozessen

Sabrina DUSEK[1], Veronika WILK[2], Felix HUBMANN[3], Manuel VERDNIK[4], René RIEBERER[5], Benjamin ZÜHLSDORF[6]

Kurzfassung

Wärmepumpen spielen bei der Dekarbonisierung sowohl im Gebäudebereich als auch in der Industrie eine wichtige Rolle. Die Verkaufszahlen sind im Gebäudebereich im Jahr 2022 weltweit um 11% gestiegen [46]. In Österreich lag das Wärmepumpenmarktwachstum im Jahr 2021 bei 21,6% und im Jahr 2022 bei 59,9% [47]. Im Gebäudebereich ist die Wärmepumpe bereits eine etablierte Technologie zur Heizung und Warmwasserbereitung, im Industriebereich jedoch werden Wärmepumpen bisher nur vereinzelt eingesetzt. Im Jahr 2022 lag die Verkaufszahl von Industriewärmepumpen in Österreich bei 131 Stück. Dies entspricht einer Steigerung des Absatzes um mehr als das Doppelte gegenüber dem Jahr 2021. [47]

Wärmepumpen werden in der Industrie eingesetzt, um Abwärme, die auf Grund ihrer zu geringer Temperatur ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, wieder für den Prozess nutzbar zu machen. Dadurch kann die Effizienz eines Prozesses gesteigert und somit der Endenergiebedarf und der Primärenergiebedarf gesenkt werden. In vielen Industrieprozessen wird thermische Energie auf einem Temperaturniveau über 100°C benötigt, daher sind sogenannte Hochtemperaturwärmepumpen (Bereitstellung von einer Wärmenutzungstemperatur über 100°C) von besonderem Interesse für die Industrie. Bisher wird dieser Energiebedarf oftmals durch Verbrennung von Erdgas bereitgestellt. Daher steigert der Einsatz von Wärmepumpen in diesem Bereich nicht nur die Effizienz, sondern reduziert auch die Treibhausgasemissionen, vor allem bei der Anwendung von erneuerbarem Strom.

Der Markt der Hochtemperaturwärmepumpen ist sehr dynamisch, wo die Zahl der Hersteller und Produkte stetig zunimmt. Im Zuge des IEA HPT Annex 58 [3] werden verschiedene Aspekte zu Hochtemperaturwärmepumpen, mit dem Ziel eine Wissensbasis zu schaffen, untersucht. In diesem Beitrag werden ausgewählte Anwendungsbeispiele für den Einsatz Hochtemperaturwärmepumpen in der Industrie vorgestellt. Außerdem wird ein Überblick über die bereits am Markt verfügbaren Wärmepumpentechnologien für den Hochtemperaturbereich, sowie ein Ausblick über die zukünftige Entwicklungsperspektiven gegeben.

Referenzen

[1] International Energy Agency (IEA), „World Energy Outlook 2023," Frankreich, 2023.
[2] P. Biermayr und E. Prem, „Wärmepumpen Marktentwicklung 2022. Innovative Energietechnologien in Österreich," Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, 2023.
[3] IEA HPT Annex 58: High-Temperature Heat Pumps, https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/, Abgerufen am 01.12.2023.

[1] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 664 8251411, Sabrina.Dusek@ait.ac.at , www.ait.ac.at
[2] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 664 6207794, Veronika.Wilk@ait.ac.at , www.ait.ac.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 664 6207794, Felix.Hubmann@ait.ac.at , www.ait.ac.at
[4] TU Graz, Institute für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, +43 316 8737304, manuel.verdnik@tugraz.at , www.iwt.tugraz.at
[5] TU Graz, Institute für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, +43 316 8737302, rene.rieberer@tugraz.at , www.iwt.tugraz.at
[6] Danish Technological Institute, Kongsvang Allé 29, DK-8000 Aarhus C, +45 722 01258, bez@teknologisk.dk , www.dti.dk

7.4.3. Modelling the Electrical Power Demand of Different Heat Pump Systems: Approaches for Simplified and Detailed Load Assessment

Dominik J. STORCH(*)[1], Simon NIEDERLE[2], Christoph J. STEINHART[3], Michael KREISSL, Christian GUTZMANN, Michael FINKEL, Rolf WITZMANN

Motivation and Objectives

According to the German government's legislative resolution, the heat supply in Germany is to be completely climate-neutral by 2045. To achieve this goal, the German government is currently introducing several measures. For example, from 2024, a minimum share of 65 % renewable energy will be mandatory for heating systems in new buildings in development areas in Germany. [1] In the field of decentralized heat supply, the transition will particularly accelerate the ramp-up of electrical heat pumps, with the German government aiming to achieve at least 500,000 newly installed heat pumps per year from 2024 [2].

The growing share of heat pumps will lead to a substantial increase in decentral loads in electrical distribution networks. Especially in urban areas, where load density is high, this can pose significant challenges to distribution grid operators, which is why a reliable planning basis is required. The objective of this paper is to present approaches for determining the electrical power demand of heat pumps for individual buildings and thus estimate the resulting additional grid load caused by them. Both a simplified model for average load assessment and a detailed model for generating high-resolution daily load profiles are presented. Different factors influencing the electric power demand of heat pumps are considered, and exemplary results for typical buildings are shown.

Methodology

There are multiple factors (e.g., outdoor and heat source temperature, heating load and heating curve of the building, heat pump technology and heating system configuration, …) influencing the electrical power demand of heat pump systems. These are analysed in a first step, and typical values are determined. If the factor differs locally, characteristic values for the city of Munich are utilized.

Two models are then developed in order to assess the electrical load of heat pump-based heating systems. Since high-resolution modelling requires a comparatively high computational effort and detailed information about the heating object, both an easy-to-apply simplified heating system model and a high-resolution heating system model are presented. The simplified heating system model does not consider the hydraulic design

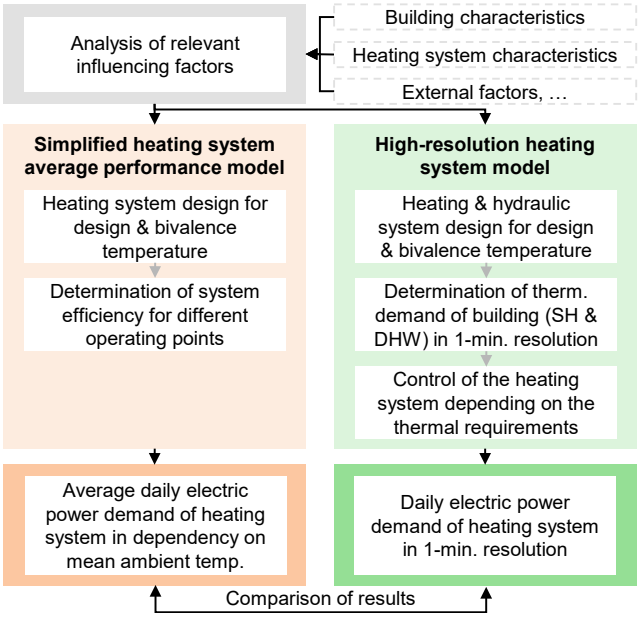


Figure 2: Schematic methodology for the determination of the electrical power demand of heat pump systems

[1] Augsburg Technical University of Applied Sciences, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Germany, +49 821 5586 3362, dominik.storch@tha.de, https://www.tha.de
[2] Technical University of Munich, Arcisstraße 21, 80333 München, Germany, +49 89 289 25090, simon.niederle@tum.de, https://www.tum.de
[3] SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München, Germany, +49 89 2361 2562, steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de, https://www.swm-infrastruktur.de

of the heating system but determines solely the system efficiency of the heat pump (and, if applicable, heating rod) for different operating points. The model allows to estimate the heating system's average daily electrical power demand in dependency on the mean ambient temperature. This information can, for example, be utilized by grid operators as a reference value for grid dimensioning.

The high-resolution heating system model enables a building-specific assessment of the minute-by-minute load profile. For this, the hydraulic system and a heat-controlled operating mode are modelled. A simplified thermal building model and a tap profile generator are used to derive the building's thermal space heating (SH) and domestic hot water (DHW) demand. Characteristic load profiles can be determined for individual buildings, and a comparison with the results for the average daily power demand of the simplified heating system model is carried out. The entire procedure is summarized in Figure 1.

Results

Figure 2 shows the abstracted results of the two modelling approaches. The simplified heating system model examines the heating system's average, stationary operating points and thus enables the assessment of the average daily power demand in dependence on the mean ambient temperature. In the high-resolution heating system model, a typical hydraulic system is first replicated, and individual daily load profiles are modelled on this basis. The individual daily load profiles are then reproduced for a large number of iterations so that average daily load profiles can be derived. A final comparison of the modelling approaches illustrates the differences caused by the simplifications in the heating system average performance model.

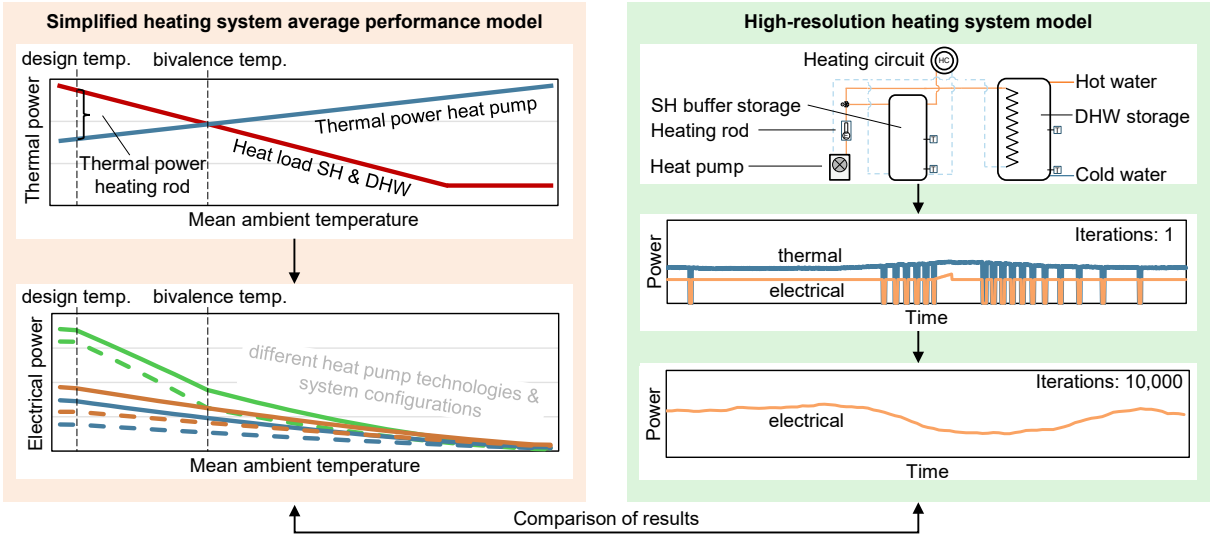


Figure 2: Abstracted results of the presented modelling approaches

In addition to a more in-depth description of the influencing factors and the modelling approaches, (standard) load profiles for different heating system configurations and buildings are derived in the full paper based on building and heating system characteristics typical for Germany. The profiles can be used by grid operators to estimate the additional load resulting from the heat transition.

References

[1] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, „Für mehr klimafreundliche Heizungen: Gesetz für Erneuerbares Heizen“, https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neues-gebaeudeenergiegesetz-2184942 (accessed: Nov. 09 2023).

[2] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, „Breites Bündnis will mindestens 500.000 neue Wärmepumpen pro Jahr“, https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/Webs/BMWSB/DE/2022/06/waermepumpen.html (accessed: Nov. 09 2023).

7.4.4. Wärmepumpen als digitaler Zwilling

Lars HAUPT[1], Joachim SEIFERT[2], Thomas HACKENSELLNER[3]

Kurzfassung

Die Digitalisierung ist ein Beschleuniger für viele technische Bereiche – so auch in der Energietechnik. Entwicklungsprozesse und Verfahren zur Betriebsüberwachung werden zunehmend durch digitale Zwillinge begleitet, die den Entwicklungsprozess deutlich verkürzen können, da Erkenntnisse nicht erst über aufwendige Messungen zu generieren sind. Auch in der Betriebsführung und Betriebsüberwachung werden digitale Abbilder der realen Anlagen eingesetzt und können frühzeitig Fehler erkennen. Im Rahmen des Beitrags Wärmepumpen als Digitaler Zwilling wird ein Framework, als Modellbaukasten für die Energietechnik, am Beispiel einer Wärmepumpe detailliert vorgestellt.

Digitale Werkzeuge zur Planung und Auslegung von energetischen Systemen in der Kälte- und Wärmepumpentechnik sind seit Jahren bekannt und werden erfolgreich in der Praxis eingesetzt. Durch die stetig steigende Datenverarbeitungsleistung und Rechnerkapazität rücken vermehrt Werkzeuge in den Fokus, die im Betrieb über den gesamten Lebenszyklus hinweg eingesetzt werden können. Dies geht mit dem zunehmenden Interesse von Herstellern und Betreibern von Kälte- und Wärmepumpenanlagen bzgl. der Optimierung von Prozessen im Betrieb (z.B. Betriebsoptimierung, Fehlererkennung) einher. Daher sind die bestehenden digitalen Werkzeuge und Methoden anzupassen und zu erweitern. Zusätzlich ist es vorteilhaft, alle digitalen Werkzeuge in einem Cloud-Plattformsystem zusammenzufassen und jeweils kompatibel für die einzelnen Entwicklungs- und Nutzungsphasen auszuwählen und zu verwenden.

Im Rahmen des Projektes Digitaler Zwilling von Wärmeerzeugersystemen (DZWi) wurde eine cloudbasierte Systemplattform (National 5G Energy Hub - N5GEH Plattform) dahingehend ertüchtigt, dass mit deren Hilfe, Digitale Zwillinge für energetische Systeme realisiert werden können. Am Beispiel eines Digitalen Zwillings für Wärmepumpensysteme wird diese Systemplattform auf dem 18. Symposium Energieinnovation vorgestellt. Die Plattform enthält unterschiedliche Modelle für verschiedene Entwicklungs- und Nutzungsphasen der Wärmepumpe. Neben der grundsätzlichen Systemarchitektur und Kommunikationssoftware wird auf die Modellierung des Kältemittelkreislaufes eingegangen. Für die Entwicklungsphase wurden alle relevanten Komponenten von Wärmepumpen modelliert. Damit wurden mathematische Abbildungen des physikalischen Verhaltens von Wärmepumpen (Kältemittelkreisläufen) unter stationären und transienten Randbedingungen entwickelt. Diese detaillierten Abbildungen wurden gegen experimentelle Daten validiert. Basierend auf den detaillierten und validierten Modellen können wieder vereinfachte Modelle abgeleitet werden, die beispielsweise eine geringere Berechnungsintensität aufweisen. Eine geringe Berechnungsintensität ist notwendig, um in der Betriebsphase möglichst schlanke Lösungen für die Integration in die Cloud bereitstellen zu können. Im Projekt DZWi existieren daher diverse Modellierungstiefen, von physikalischen Ansätzen bis hin zu daten-getriebenen Modellen, die mit Hilfe künstlicher Intelligenz entwickelt wurden.

Den Ergebnissen der Modellvorhersage Digitaler Zwillinge können Online-Daten aus dem Feld gegenübergestellt und analysiert werden. Bei zu starken Abweichungen zwischen Digitalem Zwilling und realem Gerät können Eingriffsgrenzen definiert werden, die langfristig zu innovativen Geschäftsmodellen wie automatischer Fehlererkennung und Diagnose genutzt werden können. Diese Analysen werden live in der Cloud-Plattform ausgeführt. Die Plattform basiert auf einer Open Source Software, die auch anderen Anwendenden frei zur Verfügung steht (Open Source), so dass beispielsweise weitere Produkte oder deren Digitale Zwillinge ergänzt werden können. Damit können z.B. Geräte der Gebäudeenergietechnik langfristig überwacht und optimiert werden. Ein weiterer Anwendungsfall kann die Erweiterung der Fehlererkennung an Anlagen sein, in dem Hersteller oder

[1] TU Dresden, Helmholtzstr. 14, 01069 Dresden, 0351/46334557, Lars.Haupt@tu-dresden.de
[2] TU Dresden, Helmholtzstr. 14, 01069 Dresden, 0351/46334909, Joachim.Seifert@tu-dresden.de
[3] Glen Dimplex Deutschland GmbH, Am Goldenen Feld 18, 95326 Kulmbach, 09221/709186, Thomas.Hackensellner@glendimplex.de

Betreiber automatisiert informiert werden und somit ein Instrumentarium besitzen, um Fehler schneller zu beheben und um Anlagen kontinuierlich zu optimieren.

Der praktische Nutzen des Digitalen Zwillings wird an einem realen Beispiel verdeutlicht. Bei diesem handelt es sich um die Detektion einer erzwungenen Störung am Lüftereintritt des Verdampfers des realen Zwillings, welche mit Hilfe des digitalen Zwillings erkannt wird. Abschließend wird ein Ausblick auf aktuelle Entwicklungen und weitere Arbeiten des zugrundeliegenden Forschungsprojektes (FKZ: 03EN1022A-D)“ gegeben.

Danksagung

Diese Veröffentlichung wäre ohne die Hilfe der im Folgenden genannten Kolleg:innen nicht möglich gewesen: Dr.-Ing. M. Knorr, Dipl.-Ing. L. Schinke, Dr.-Ing. P. Seidel, Dr.-Ing. A. Perschk, Dipl.-Ing. S. Hohenthal, Dipl.-Ing. F. Valentin, Dr.-Ing. Andreas König Hagen, M. Sc. Sebastian Borges, M. Sc. Fabian Wüllhorst, M. Sc. Stephan Göbel, M. Sc. Florian Will, M. Sc. Hannah Romberg, M. Sc. Tim Klebig, Prof. Dr.-Ing. Dirk Müller, Dr.-Ing. Karsten Spreitzer, M. Sc. Christian Grozescu, M. Sc. Arno Eggert

TU Dresden, Prof. für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung
Glen Dimplex Deutschland GmbH
RWTH Aachen, E.On Research Center, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik
Viessmann Climate Solutions SE

Referenzen

[1] Seifert, J.; Knorr, M.; Haupt, L.; P. Seidel; Schinke, L.; Perschk, A.; Hohenthal, S., Valentin, F.; Hackensellner, T.; König-Haagen, A.; Borges, S.; Wüllhorst, F.; Klebig, T.; Vering, C.; Müller, D.; Spreitzer, K.; Eggert, A.; Grozescu, C.: Digitaler Zwilling – Wärmepumpen modellieren, entwickeln und für den Betrieb optimieren, Moderne Gebäudetechnik, 10/2023

[2] Haupt, L.; Seifert, J.; Knorr, M.; Seidel, P.; Schinke, L.; Perschk, A.; Hackensellner, T.; König-Haagen, A.; Borges, S.; Wüllhorst, F.; Vering, C.; Göbel, S.; Romberg, H.; Klebig, T.; Müller, D.; Spreitzer, K.; Eggert, A.; Grozescu, C.: Systemplattform für Digitale Zwillinge am Beispiel von Wärmepumpen – ein ganzheitlicher Ansatz, TGA-Kongress, Kongressband, Berlin, p. 58-59, 23.-24. Mai 2023.

[3] Seifert, J.; Knorr, M.; Haupt, L.; P. Seidel; Schinke, L.; Perschk, A.; Wiemann, S.; Hackensellner, T.; Kuboth, S.; Borges, S.; Wüllhorst, F.; Vering, C.; Müller, D.; Spreitzer, K.; Eggert, A.; Grozescu, C.; Langner, P.: Systemplattform für Digitale Zwillinge am Beispiel von Wärmepumpen – ein ganzheitlicher Ansatz, Deutsche Kälte-Klima-Tagung, DKV-Tagungsbericht, Magdeburg, 16.-18. November 2022.

[4] Baranski, M; Storek, T.; Kümpel, A; Blechmann, S.; Streblow, R.; Müller, D; Groß, S; Guarnieri, C.; Haghgoo, M.; Sowa, I,; Monti, A.; Knorr, M. Wiemann, S; Haupt, L, .; Seifert, J; Sychev, I.; Fitzek, F; Krahmer, S.; Gasch, E.; Schegner, P; Farac, R; Williams, F.: National 5G Energy Hub – Application of the Open-Source CloudPlatform FIWARE for Future Energy Management Systems. Whitepaper, RWTH Aachen – EBC Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate 2020

7.4.5. Gebäudesanierung und hybride Wärmepumpensysteme – Bündel von Modernisierungsmaßnahmen für öffentliche Nichtwohngebäude

Tim SCHAFFITZEL(*)[1], Markus BLESL[2]

Hintergrund und Motivation

Für den Gebäudesektor bestehen auf verschiedenen institutionellen Ebenen Klimaziele, deren Erreichung mit politischen Vorgaben gewährleistet werden soll. Für deren Einhaltung tragen politische Institutionen auch eine eigene Verantwortung, da die öffentliche Hand selbst Gebäude besitzt. Durch die gesetzliche Verankerung der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand wird die öffentliche Hand dieser Verantwortung auch gerecht. Während § 4 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) die öffentliche Hand im Allgemeinen adressiert [1], existiert in Baden-Württemberg ein Klimaschutzpakt, bei dem sich Gemeinden und Landkreise auf freiwilliger Basis aktiv zur in § 5 des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetzes des Landes [2] formulierten Vorbildfunktion bekennen.

Öffentliche Gebäude sind in der Regel Nichtwohngebäude (NWG). Die knapp 2 Millionen GEG-relevanten NWG in Deutschland weisen im Verhältnis zu ihrer Anzahl einen höheren Endenergieverbrauch als Wohngebäude auf [3]. Allein kommunale NWG haben einen Anteil von ca. 9 % [4], was die Relevanz der öffentlichen Nichtwohngebäude unterstreicht. Optionen von Modernisierungsmaßnahmen zur Erreichung der Klimaziele werden für diesen Beitrag anhand eines Bezirksamtes in der Peripherie einer Großstadt analysiert.

Problemstellung

Sowohl der Einsatz einer Wärmepumpe als auch eine Gebäudesanierung ist mit hohen Investitionen verbunden. Auf kommunaler Ebene besteht häufig das Problem, dass diese – wenn überhaupt – in zeitlicher Staffelung finanziell gestemmt werden können. Um dem Zielkonflikt eines schnellen Wechsels des fossilen Wärmeerzeugers bei gleichzeitig möglichst effizientem Betrieb zu begegnen, kann ein hybrides Wärmepumpensystem in Betracht gezogen, welches eine Wärmepumpe mit dem fossilen Bestandskessel kombiniert. Mit fortschreitender Gebäudesanierung fungiert der Bestandskessel zunehmend als Spitzenlastkessel und kann schließlich außer Betrieb genommen werden.

Die Berücksichtigung der Reihenfolge und des zeitlichen Abstands von Modernisierungsmaßnahmen für Einzelgebäude inklusive einer Lebenszykluskostenbetrachtung wurde in der Literatur bislang nur wenig beleuchtet. Richarz et al. 2021 ermitteln in ihrer Optimierung die optimale Reihenfolge und den optimalen Zeitpunkt der Einzelmaßnahmen mit Hilfe einer Pareto-Front, was als „scheduling“ bezeichnet wird [5]. Hybride Wärmepumpensysteme und auch deren Wechselwirkungen mit Sanierungsmaßnahmen, die sich in den zeitlich dynamischen Größen Deckungsanteil und Heizkreis-Temperaturniveau ausdrücken, wurden in der Literatur bislang nicht adressiert. Ziel der Untersuchung ist es daher, Bündel von Modernisierungsmaßnahmen technoökonomisch in Bezug auf Einfluss von Zeitpunkt und Reihenfolge der Umsetzung sowie wechselseitiger Abhängigkeiten zu bewerten.

Methodik

Der im Folgenden beschriebene Ansatz entspricht einer Simulation von Kosten, Energie und CO_2-Emissionen. Die Berechnung des Jahresheizwärmebedarfs, basierend auf der DIN V 18599-2, in Abhängigkeit des Transmissionswärmeverlusts von drei Gebäudehüllenkomponenten (Dach, Außenwand, Fenster) enthält mehrfache Kopplungen von Parametern. Zusammen mit der

[1] Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49A, 70565 Stuttgart, Tel: +49 711 685-87863, tim.schaffitzel@ier.uni-stuttgart.de , https://www.ier.uni-stuttgart.de

[2] Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Heßbrühlstraße 49A, 70565 Stuttgart, Tel: +49 711 685-87865, markus.blesl@ier.uni-stuttgart.de , https://www.ier.uni-stuttgart.de

Jahresarbeitszahl und dem Deckungsanteil der Wärmepumpe, die von der Gebäudeenergieeffizienz abhängen, ergibt sich ein Gesamtsystem mit vielschichtigen Abhängigkeiten. Dieses lässt sich leichter simulieren als optimieren und ermöglicht zudem die Bewertung von Szenarien, die nicht den optimalen Pfad beschreiben, sondern reale finanzielle und betriebsbedingte Hemmnisse in Betracht ziehen. Als Zeithorizont der Betrachtung wird das Jahr 2040 (Zieljahr für Klimaneutralität Baden-Württemberg) gewählt. Für den Betrachtungszeitraum wird jede Modernisierungsmaßnahme sowie das Maßnahmenbündel mit der Kapitalwertmethode inklusive Restwertbetrachtung bewertet.

Ergebnisse

Während Modernisierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle zur Senkung der Transmissionswärmeverluste und damit zur Reduktion des Heizwärmebedarfs (Nutzenergie Raumwärme) führen, resultiert aus den Wärmeerzeuger betreffenden Modernisierungsmaßnahmen in der Regel eine Senkung der CO_2-Emissionen aufgrund eines Energieträgerwechsels bei der Deckung des Endenergiebedarfs. Der quantitative Minderungseffekt hängt dabei vom Gebäudezustand vor Maßnahmenumsetzung ab. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfs (blau) und der spezifischen CO_2-Emissionen (schwarz) des Bezirksamts im Zeitverlauf bis 2040 für ein ausgewähltes Szenario (siehe Abbildung 1 oben rechts).

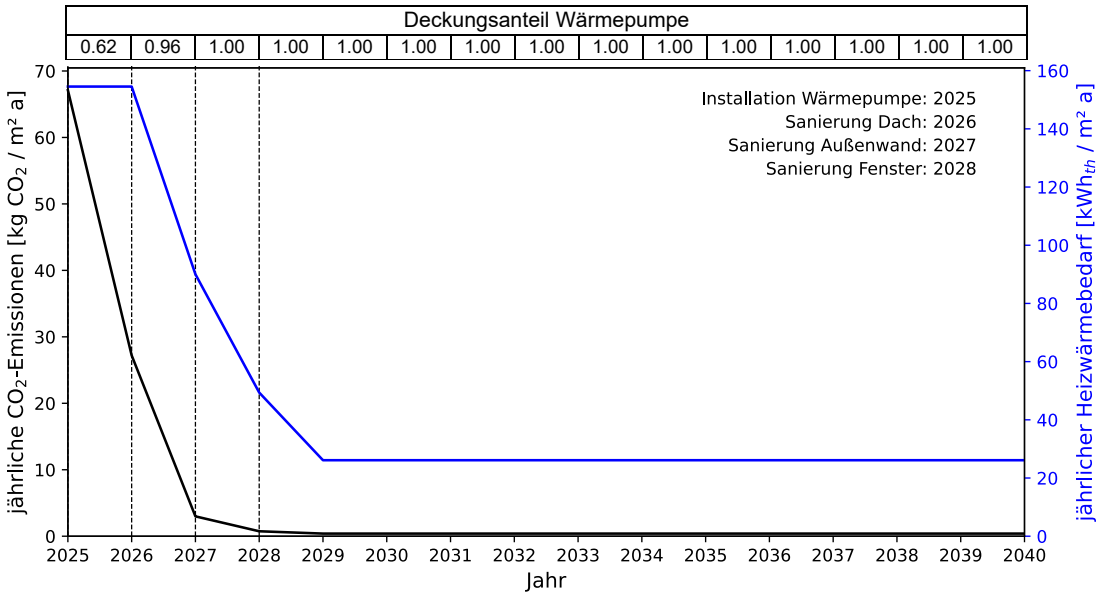


Abbildung 1: Entwicklung von spezifischem Heizwärmebedarf und spezifischen CO_2-Emissionen des Bezirksamts (Beispielgebäude) im Zeitverlauf

Der Wechsel des Wärmeerzeugers zu Beginn führt aufgrund einer partiellen Verdrängung von fossilem Brennstoff zur CO_2-Emissionsminderung bei konstantem Heizwärmebedarf. Durch die Sanierung in drei Schritten über drei Jahre sinken nach Maßnahmenumsetzung jeweils der Heizwärmebedarf und damit auch die CO_2-Emissionen. Kann mit einer Sanierungsmaßnahme keine weitere Steigerung des Deckungsanteils der Wärmepumpe erreicht werden (hier Fenstersanierung 2028), resultiert nur eine sehr geringe Minderung der CO_2-Emissionen, die lediglich auf die Einsparung von als regenerativ angenommenem Wärmepumpen-Strom mit relativ niedrigem Emissionsfaktor zurückzuführen ist.

Den größten Einfluss auf die Ergebnisse, konkret die Steigung der Graphen in Abbildung 1, haben die U-Werte der Gebäudekomponenten vor und nach Maßnahmenumsetzung sowie der Deckungsanteil der Wärmepumpe.

Das Konzept eines hybriden Wärmepumpensystems in Verbindung mit einer begleitenden Gebäudesanierung ist ein adäquates Konzept, um finanziellen Restriktionen und individuellen Randbedingungen zu begegnen und trotzdem innerhalb eines definierten Zeitraums die Transformation eines Gebäues zur Klimaneutralität zu gewährleisten. Ein Nachteil und Hemmnis kann der Platzbedarf sein, da für einige Jahre ein Bestandskessel und eine Wärmepumpe parallel betrieben werden müssen. Außerdem entstehen doppelte Wartungskosten, die aber gemessen am neuen Invest und den Betriebskosteneinsparungen relativ gering sind.

Referenzen

[1] BMWK, BMWSB, Gebäudeenergiegesetz (GEG), 20.07.2023, verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/geg/

[2] Land Baden-Württemberg, Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW), 01.02.2023, verfügbar unter: https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/4000/17_4015_D.pdf

[3] Deutsche Energie-Agentur (dena), „DENA-GEBÄUDEREPORT 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand", Berlin, 2022, verfügbar unter: https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-gebaeudereport-2023/

[4] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Analyse: Kommunale Nichtwohngebäude: Rahmenbedingungen und Ausblick für klimafreundliche Gebäude in Städten und Gemeinden", Berlin, 2018, verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9277_dena-Analyse_Kommunale_Nichtwohngebaeude.pdf

[5] J. Richarz, S. Henn, T. Osterhage und D. Müller, „Optimal scheduling of modernization measures for typical non-residential buildings", Energy, vol. 238, 2021, DOI: 10.1016/j.energy.2021.121871.

7.4.6. Ein neuartiger Rotationswärmepumpen-Prozess zur Versorgung von latenter Prozesswärme unter Nutzung sensibler Wärmequellen

Gerald ZOTTER[1], Bernhard ADLER[2], Andreas LAENGAUER[3], Wolfgang SANZ[4]

Motivation

Weltweit ist die Industrie einer der größten Energieverbraucher (28 %[1], wobei 75 % des industriellen Energiebedarfs für Prozesswärme aufgewendet werden (52 % im Nieder- und Mitteltemperaturbereich [2]). Aufgrund des zu niedrigen Temperaturniveaus können Industrieanlagen jedoch nicht direkt mit industrieller Abwärme (<80 °C) oder gar mit Fernwärme (<100°C) versorgt werden. Diese Situation kann durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen (HT-HP) verbessert werden, indem das Temperaturniveau von Ab- und Fernwärme angehoben wird, was zu einer Energieeffizienzsteigerung im industriellen Bereich führt [3], [4], [5]. Allerdings benötigt die Industrie für die Prozesswärmeversorgung bis zu 200 °C Dampf oder Hochdruckwasser. Daher sollte die HT-HP sehr flexibel sein, um einerseits latente oder sensible Wärme bereitzustellen. Durch den Einsatz einer temperaturflexiblen Wärmepumpe könnte daher in fast allen Industriezweigen ein erheblicher Teil des Erdgasverbrauchs und damit der CO_2-Emissionen eingespart werden.

Rotationswärmepumpe und Kreislauf

In der Rotationswärmepumpe (RWP) [6], [7] wird als Arbeitsmittel („Kältemittel“) ein Edelgasgemisch eingesetzt und über Zentrifugalkräfte komprimiert und expandiert, wodurch ein so genannter linksläufiger Joule-Prozess (liJP) gefahren werden kann, welcher im ganzen Arbeitsbereich im einphasigen Bereich arbeitet. Die Wärmeaufnahme (Niederdruck-Wärmetauscher) und -abgabe (Hochdruck-Wärmetauscher) erfolgt beim liJP (unter Vernachlässigung von Druckverlusten) bei einem Temperaturgleit (je nach spez. Wärmekapazität, Wärmeleistung und Massenstrom). Wenn die Grädigkeit im Hoch- und Niederdruck-Wärmetauscher gering und der Temperaturgleit des Arbeitsstoffgemisches ähnlich der Spreizung der externen Wärmeträgermedien der Senke und Quelle sind, können die Exergie-Verluste in der Wärmeübertragung möglichst geringgehalten werden. Dieser Prozess eignet sich besonders gut, wenn eine endliche Wärmequelle, wie z.B. industrielle Abwärme oder Fernwärme, vorliegt [8] und für die Prozesswärmeversorgung Hochdruckwasser oder Thermoöl eingesetzt wird.

Die RWP bietet damit sehr gute Voraussetzungen für das Erreichen hoher Senkentemperaturen (von bis zu 250 °C). Es gibt weder Probleme mit der Schmierung noch mit dem verwendeten Arbeitsmittel in Bezug auf Entflammbarkeit, Toxizität, Treibhauspotenzial (GWP) oder langlebige Chemikalien (PFAS).

Neue Rotations-Wärmepumpe und neuer Wärmepumpen-Kreislauf

Durch die Verwendung eines neuen Rotordesigns mittels eines diffusionsgebundenen Wärmetauschers (dgWT) [8], in dem Hoch- und Niederdruckwärmetauscher integriert sind und der sehr hohen Druck- und Temperaturniveaus standhalten kann, kann die Rotationsgeschwindigkeit des Systems im Vergleich zur aktuellen Konstruktion und damit der Temperaturhub maßgeblich erhöht werden. Diese einzigartige Konstruktion ermöglicht es, die Wärme während der Kompression auf die Senke zu übertragen oder bei der Expansion aus der Quelle aufzunehmen. Dadurch kann der Rotor für verschiedene Anwendungen und Prozesse entworfen werden. Zum Beispiel kann der Rotor so ausgelegt werden, dass er eine sehr hohe Temperaturspreizung oder eine sehr geringe Temperaturspreizung auf der Senken- und/oder Quellenseite bietet. Dies ermöglicht z.B. einen Prozess

[1] ECOP Technologie GmbH, 1230 Wien, Perfektastraße 73/TopA1, +43 650 891 891 5., gerald.zotter@ecop.at, https://www.ecop.at
[2] ECOP Technologie GmbH, 1230 Wien, Perfektastraße 73/TopA1, bernhard.adler@ecop.at,
[3] ECOP Technologie GmbH, 1230 Wien, Perfektastraße 73/TopA1, andreas.laengauer@ecop.at,
[4] TTM/TU Graz, 8010 Graz, Inffeldgasse 25/A, wolfgang.sanz@ugraz.at, http://www.ttm.tugraz.at

– der s.g. Adler/Zotter/Längauer-Prozess (AZL-P), siehe Abb.1 - der sich für die Bereitstellung von Dampf (sensible Wärme für Speisewassererwärmung und latente für Verdampfung) mittels der Nutzung von einer sensiblen (Ab-)Wärmequelle eignet. Der Prozess verläuft wie folgend, von 1 nach 2 mit einer polytropen Verdichtung in einem Axial-Ventilator (zur Überbrückung der Druckverluste und der Divergenz der Isobaren), von 2 nach 3 isentrope Verdichtung durch die Zentrifugalkräfte und die Radiuserweiterung in einem Rohr; von 3 nach 4 isotherme Wärmegabe im dgWT bei gleichzeitiger Druckerhöhung durch Radiuserweiterung der Kanäle, 4 nach 5 isobare Wärmeabgabe im dgWT da die Strömungskanäle konstant bleiben, 5 nach 6 isentrope Expansion, 6 nach 1 isobare Wärmeaufnahme bei konstantem Radius. Der Vorteil des AZL-P gegenüber dem Perkin/Evans-Prozess [10] ist, dass die Exergieverluste in den WTs geringer sind, da die Temperaturniveaus des Prozesses besser zu den externen passen.

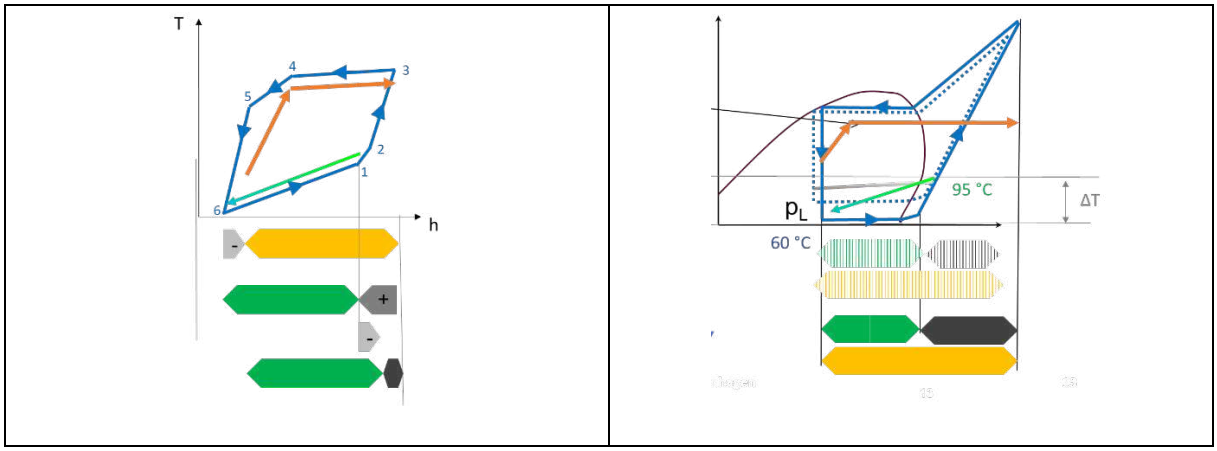


Abbildung 1: Vergleich des COPs zwischen dem AZL-Kreislauf (Links) und den Perkin/Evans-Kreislauf[10] (rechts) für Wärmequelle mit hohen Temperaturspreizungen: Links: AZL-Cycle und rechts Perkin/Evans-Cycle im Temperatur/Enthalpie-Diagramm (in Blau der Prozess, Orange: Wärmesenke, Grün: Wärmequelle; Schwarz: elektr. Leistungsaufnahme); der COP ist das Verhältnis der orangen Länge zur schwarzen Länge (gilt für beide Zyklen)

Referenzen

[1] Gallichon, I., Dennery, P., Julien, E., Wiedmer, D., Martin, E., Touokong, B., Brochier, J. B. (2017): Fostering Renewable Energy integration in the industry, IEA RE TCP 2017

[2] Philibert, C. (2017): Solar Paypack, 2017, based on IEA statistics and calculation by IRENA, www.solarpaces.org/new-iea-report/

[3] Zotter, G., Rieberer, R. (2014): Steigerung der Energieeffizienz in Österreichs Industrie durch innerbetriebliche Abwärmenutzung mittels Wärmepumpsystemen anhand zweier Beispiele in Proc.: 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria

[4] Wilk, V., Lauermann, M. and Helminger, F. (2019) "Decarbonization of industrial processes with heat pumps," in 25th IIR International Congress of Refrigeration, Montreal, 2019.

[5] De Boer, R., Marina, A., Zühlsdorf, B. Arpagaus, C., Bantle, M., Wilk, V., Elmeaard, B., Corberan J. and Benson, J. (2020): "Strenghening Industrial Heat Pump Innovation, Decarbonizing Industrial heat," White Paper, 2020.

[6] Adler, B., Riepl, S., & Ponweiser, K. (2011). Centrifugal Compression Turbo Heat Pump Made By ECOP. In 10th IEA Heat Pump Conference 2011 (pp. 1–11). http://hdl.handle.net/20.500.12708/6639

[7] B. Adler and R. Mauthner, "Rotation Heat Pump (RHP)," in 12th IEA Heat Pump Conference, Rotterdam, 2017.

[8] Zotter, G., Adler, B., Seidnitzer-Gallien, C., Längauer, A. (2023b): Usage of a special heat pump to supply the industry with district heat: rotational heat pump, 9th International Conference on Smart Energy Systems on 12-13 September 2023 in Copenhagen

[9] Längauer, A, Adler, B., (2023) High temperature test results and application cases of Rotation Heat Pump, , in Proc. of the 14th IEA Heat Pump Conference, 15-18 May 2023, Chicago, Illinois

[10] Perkins, J. (1834), “Apparatus and means for producing ice, and in cooling fluids. patent for it, assigned on August 14, 1834

7.5. ENERGIEEFFIZIENZ

7.5.1. Welchen Mehrwert haben Energieaudits?

Georg BENKE[1], Aiga BARISA[2], Horváth MIKLÓS[3]

Rechtliche Ausganglage

Seit 2014 schreibt die Energieeffizienzrichtlinie vor, dass Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigte über ein Energieaudit verfügen müssen, welches nicht älter als 4 Jahre ist, oder ein Energiemanagementsystem haben müssen. Mit dem Jahr 2023 ist es nun, dass zum dritten Mal die Audits zu erstellen sind und somit eine relevante Kontinuität gegeben ist. Mit der Überarbeitung der Effizienzrichtlinie, die September 2023 beschlossen wurde, ändert sich die Vorgabe hinsichtlich der betroffenen Unternehmen. Unternehmen, die zwischen 10 und 85 TJ verbrauchen, müssen über ein Audit verfügen. Ab 85 TJ ist ein Energiemanagementsystem vorgegeben. Die Umsetzung dieser EU-Richtlinie erfolgt durch die nationale Gesetzgebung der einzelnen Mitgliedsstaaten.

Stellenwert von Energieaudits

Da weder das Energieeffizienzgesetz noch die Energieaudits in Österreich von der Politik und der (betroffenen) Wirtschaft spezifisch promotet wurde, genießt das Audit oftmals einen geringen Stellenwert und wird zumeist als erforderliche Erfüllung von gesetzlichen Auflagen verstanden. Dadurch fehlt es oft an der klaren betriebsinternen Vorgabe für die Audits als auch an der betrieblichen Umsetzung der Ergebnisse. Das österreichische Energieeffizienzgesetz (Juni 2023) schafft hier Verbesserungen: Zukünftig müssen die Ergebnisse des Audits der Geschäftsführung nachweislich zur Kenntnis gebracht werden.

Mehrwehrt von Audits

Immer wieder sind Energieauditoren und somit die durchführenden Experten aufgefordert, die Sinnhaftigkeit des Energieaudits aufzuzeigen bzw. mit dem Auftraggeber darüber zu diskutieren. Dabei wissen diese, dass das Energieaudits einen viel größeren Mehrwert bringen kann als die reine Energieeinsparung. Und dabei erreichen die Audits Energieeinsparungen von 5 bis 10% - meist ohne Investment. Fälle von Energieeinsparungen unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von über 30% und kurzer Laufzeit sind bekannt – werden aber meist nicht kommuniziert.

Im Rahmen der EU Live Forschungsprojektes KNOWnNEBs [1] soll die Akzeptanz von Audits insofern erhöht werden, in dem der zusätzliche Mehrwert („Non Energy Benefits“) aufgezeigt wird.

Um diesen Mehrwert - je nach Stakeholder – definieren zu können, wurden in 9 europäischen Mitgliedsländer (darunter auch Österreich) umfangreiche Befragungen (555 Antworten) im Zeitraum September - November 2023 durchgeführt. Für zahlreiche Kriterien aus dem Bereich Soziales, Gesundheit, Umwelt, Wirtschaft, Sicherheit und Schutz, Qualität und Zeit wurde erhoben, aus welcher Sicht die Eigenschaften wie bewertet werden (Punktesystem 1-5). Dadurch kann ermittelt werden, welche dieser zahlreichen Kriterien von Relevanz sind. Erste Auswertungen liegen bereits vor.

- Die Hauptgründe für die Durchführung von Energieaudits waren die Senkung der Energiekosten, die Möglichkeit, finanzielle Zuschüsse zu erhalten, und die gesetzliche Verpflichtung (für große Unternehmen);

[1] Georg Benke; e7, Walcherstraße 11, 1020 Wien; 0676 789 2157, 01-907 80 26 10, georg.benke@e-sieben.at, www.e-sieben.at
[2] Aiga Barisa, ekodoma; Noliktavas iela 3-3, Rīga, LV-1010; +371 67323212; aiga.barisa@ekodoma.lv, www.ekodoma.lv
[3] Horváth Miklós; Budapest University of Technology and Economics; Hungary, 1111 Budapest, Bertalan Lajos u. 4-6. D. ép. 130. Tel.: +36-1-463-2068; horvath.miklos@gpk.bme.hu

- Die überwiegende Mehrheit der verantwortlichen Entscheidungsträger, die über Energieaudits zu entscheiden hatten, verfügte nicht einmal über grundlegende Energiekompetenzen;
- Die Energiekrise hatte für die Mehrheit der Befragten einen erheblichen Einfluss auf die Änderung der Einstellung zu Energieaudits. Einige wiesen darauf hin, dass es seit der Krise viel einfacher sei, Entscheidungsträger zu überzeugen;
- Drei Viertel der Befragten halten die Prozesse im Zusammenhang mit Energieeffizienzmaßnahmen für den wichtigsten Teil des Energieaudits (im Vergleich zu Gebäudehülle und Verkehr);
- Als negative Erfahrungen bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen nannten die Befragten an erster Stelle finanzielle Aspekte; weitere Antworten bezogen sich auf technische oder organisatorische Gründe, z.B. den großen Platzbedarf der neuen Anlagen, die lange Umsetzungszeit und die damit verbundene Notwendigkeit, die Produktion für die Umsetzung bestimmter Maßnahmen zu unterbrechen;
- Unter den positiven Aspekten wurde von vielen ein positiver Einfluss auf die energie- und umweltbewusste Einstellung der Mitarbeiter festgestellt; einige gaben an, dass sie die Prozesse besser verstehen und die Notwendigkeit einer regelmäßigen Überwachung des Energieverbrauchs nach dem Energieaudit erkannt haben;
- Was die nicht-energetischen Vorteile betrifft, so betonten die Unternehmensvertreter die positiven Auswirkungen auf die Effizienz des Unternehmens (weniger Ausfälle, bessere Überwachung der Produktionsprozesse, höhere Gewinne, bessere Produktivität und mehr beschäftigungsfähige Arbeitnehmer:innen). Viele betonten die Bedeutung eines grünen Images. Mehrere erwähnten die positiven Auswirkungen auf das Arbeitsumfeld, wie z.B. bessere Beleuchtung, geringerer Lärmpegel, bessere Luftqualität.

Die Auswertung dieser Befragung zeigt gut auf, welche Kriterien für die Kommunikation zum Erlangen einer besseren Akzeptanz von Relevanz sind. In einem weiteren Sinn können sie auch als genereller Mehrwert von Effizienzmaßnahmen verstanden werden.

Situation besser als der Ruf

Im Rahmen der Befragung wurden zusätzlich in Österreich auch der Stellenwert sowie die Erfahrung der Audits abgefragt. Und die Ergebnisse (88 Antworten) zeigten durchaus erfreuliche Ergebnisse, die für die Audits sprechen:

1. Auf die Frage, ob sich Audits durch kurzfristige Maßnahmen rechnen, antworteten 75,0 % mit „ja“ oder „eher ja“.
2. Auf die Frage, ob Audits zu Verhaltensänderung in Betrieben führten, antworteten 75,9 % mit „ja“ oder „eher ja“.
3. 48,8% der Befragten kennen Fälle, bei denen es bei Audits zu unerwarteten Ergebnissen kam.
4. 63,7 % sprechen sich für eine verpflichtende Umsetzung von Ergebnissen (Amortisationszeit < 2 Jahren) aus.

Referenzen

[1] Projektwebseite: KNOwNEBs - Integration von Non-Energy Benefits (NEBs) in Energieaudits (15.11.2023) / KNOWnNEBs wurde von der Europäischen Union im Rahmen des LIFE - Programm unter der Nummer Nr. 101076494 gefördert.

7.5.2. Von der Datenerfassung zur Energieeffizienz: Messsysteme im Fokus der Energieeffizienzoptimierung

Wolf CHRISTIAN[1], Daniel UMGELTER[2], Christian SCHNEIDER[3], Alexander SAUER[4]

Kurzfassung

Die intelligente Fabrik stellt einen wesentlichen Teil der modernen Industrie dar. Das Nutzenverhältnis einer bestimmten Energiemenge, bekannt als Energieflexibilität, ist ein entscheidender Faktor für die Effizienz intelligenter Fabriken [1]. Dieses Ziel wird durch die Implementierung von Prozessautomatisierungstechnologien unterstützt. Als wesentlicher Bestandteil der intelligenten Fabrik stützt sich die Prozessautomatisierung auf sensible Produktions- und Maschinendaten, die durch den vermehrten Einsatz von Sensoren entstehen und mittels wertvoller Einblicken Optimierungspotenziale in Produktionsprozessen aufzeigen [2]. Durch die Optimierung des Energiebezugs auf der Maschinenkomponentenebene trägt die Prozessautomatisierung maßgeblich zur Energieflexibilität intelligenter Fabriken bei [3].

Aus der steigenden Datenmenge durch den vermehrten Einsatz von Sensoren folgt nicht zwangsläufig eine Verbesserung des Informationsgehalts. Aufgrund der hohen Datenmenge ist die Generierung von Informationen aus den Daten durch manuelle Verarbeitung nicht zielführend. Automatisierte Methoden des maschinellen Lernens rücken zur Extraktion von Informationen und Wissen im Rahmen der Datenanalyse in den Fokus. [4] Der Prozess der Analyse von verbrauchter Energie in industriellen Anlagen beginnt bei der Erfassung von und Maschinendaten (bspw. Druck, Massenstrom, Temperatur) und übergeordneten Dateninformationen (Metadaten), über die Datenvorverarbeitung hin zur Datenanalyse.

Das Konzept eines Messsystems für die Energieeffizienzanalyse betont nicht nur die Bedeutung der präzisen Datenerfassung über ein breites Frequenzband, sondern auch die Portabilität für den Einsatz in verschiedenen Produktionsumgebungen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der genauen Erfassung von sensiblen Maschinen-, Produktions- und Metadaten, was für viele Produktionsbetriebe von entscheidender Bedeutung ist. Diese Informationen werden sicher auf lokalen Festplatten gespeichert.

Die Anwendung des Messsystems unter realen Betriebsbedingungen wird durch die Analyse zweier spezifischer Anwendungsszenarien evaluiert:

- Der Übergang von einem Wechselstrom- zu einem Gleichstromnetz in Fabriken kann die Energieeffizienz erhöhen und die Energienutzung optimieren [5]. Zur Untersuchung der Gleichstrompotenziale wird das Messsystem in den Produktionsbetrieb eingebunden.
- Im Druckluftnetz produzierender Unternehmen entweicht bis zu 30 % der eingesetzten Energie durch Leckagen. Das Aufspüren der Leckagen ist mit großem Aufwand verbunden [6]. Mithilfe des Messsystems werden u.a. Luftdruck, Temperatur und Massenstrom erfasst. Anhand dieser Daten können Leckagen in den Zeitreihen visualisiert werden.

Das vorgestellte mobile Messsystem bietet eine robuste Lösung zur langfristigen Aufnahme und Verarbeitung von Energiedaten aus industriellen Energiesystemen. Durch die erhöhte Verfügbarkeit von

[1] M. Sc. Christian Wolf Fraunhofer IPA / Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstraße 12, christian.wolf@ipa.fraunhofer.de, https://www.ipa.fraunhofer.de
[2] M. Sc. Daniel Umgelter Fraunhofer IPA / Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstraße 12, +49 711 970-3877, daniel.umgelter@ipa.fraunhofer.de, https://www.ipa.fraunhofer.de
[3] M. Sc. Christian Schneider Fraunhofer IPA / Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstraße 12, +49 711 970-3640, christian.schneider@ipa.fraunhofer.de
[4] Prof. Dr. Alexander Sauer Fraunhofer IPA / Universität Stuttgart Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Nobelstraße 12, +49 711 970-3600, alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de

präzisen Energiedaten und die strukturierte Datenspeicherung ermöglicht es eine fundierte Energieeffizienzanalyse und trägt zur nachhaltigen Optimierung von intelligenten Fabriken bei.

Keywords

Digitalisierung, Datenverarbeitung

Referenzen

[1] Bundesregierung, Energieeffizienz - Unverzichtbar für das Gelingen der Energiewende: Ein sparsamer Umgang mit Energie zahlt sich aus, denn die billigste und klimafreundlichste Kilowattstunde ist die, die gar nicht erst verbraucht wird. Wer also energieeffizient handelt, schont das Klima und seinen privaten Geldbeutel. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energieeffizienz--1755970 (Aufgerufen 29.November, 2023)

[2] R. Rai, M. K. Tiwari, D. Ivanov, and A. Dolgui, "Machine learning in manufacturing and industry 4.0 applications,", International Journal of Production Research, vol. 59, no. 16, pp. 4773–4778, 2021, doi: 10.1080/00207543.2021.1956675.

[3] Sauer and S. Weckmann, "Dezentrale Steuerung von Energieflexibilität in der Produktion, Industrie 4.0 Management, no. 1, pp. 47–51, 2017.

[4] T. Schulz, M. Huber, and H. Oppermann, Eds., Analytics in der Industrie: Die Verarbeitungskette der Datenanalyse. Schlüsseltechnologie für die Digitale Transformation, 1st ed. Würzburg: Vogel Communication Group, 2022.

[5] T. Kuhlmann, D. A. Schaab, and A. Sauer, "Wie die Gleichstromfabrik real wird,", ZWF Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb, pp. 35–40, 2022. [Online]. Available: doi://10.1515/zwf-2022-1003

[6] Dierolf, "Druckluftanlagen: Intelligenter Sensor erkennt Leckagen, Produktion, 2022, p. 16, 2022. 0344-6166

7.5.3. Stromverbrauchsmessungen in Mietswohnungen: Ist Transparenz der Schlüssel für Energiebewusstsein und Einsparungen?

Tobias REHM, Stefanie KÖNEN[1], Lukas HILGER, Leon PETERSEN, Thorsten SCHNEIDERS

Inhalt

Kommunikation ist ein Schlüsselelement, um die breite Unterstützung und das erforderliche Engagement für die Energiewende in der Gesellschaft zu gewinnen. Die Verwendung von Energie, ihre verschiedenen Formen, ihr Vorkommen und der Umgang mit Energiemengen, werden in der Bevölkerung nicht immer klar definiert oder hinterfragt. Dies zeigen auch Workshops und Umfragen im Rahmen des Forschungsprojekts *MEnergie – Meine Energiewende* [1]. Das im 7. Energieforschungsprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderte Projekt erfasst für die Bevölkerung wesentliche Themen der Energiewende. Mit partizipativen Methoden werden Ansatzpunkte für eine verbesserte Kommunikation zur Bewusstseinsbildung mit dem Ziel der Erhöhung der Handlungsbereitschaft entwickelt.

MEnergie Workshops und Aktivitäten in drei unterschiedlichen Zielgruppen-Konstellationen mit über 60 Teilnehmenden sowie diverse Ad-hoc-Interviews im Feld zeigten, dass der Fokus der Befragten auf elektrischer Energie im Haushalt liegt und der Energiebegriff mehrheitlich mit elektrischem Strom gleichgesetzt wird. Nur wenige Teilnehmende sind sich über den eigenen Stromverbrauch bewusst. Die Kosten können nur selten exakt und auf Anhieb beziffert werden. Trotzdem sprechen die Menschen von finanziellen Belastungen durch gesteigerte Energiekosten (vgl. [2]) und teilweise von der eigenen Motivation, Energie für den Klimaschutz einsparen zu wollen.

Vor diesem Hintergrund wird untersucht, ob Echtzeit-Visualisierungen auf mobilen Endgeräten einen Beitrag zur Förderung des Energiebewusstseins leisten können. Die Forschungshypothese ist, dass die eigenen Energiegewohnheiten besser verstanden und auch hinterfragt werden, wenn sie für Nutzende sichtbar sind und den elektrischen Verbrauchern im Haushalt zugeordnet werden können. Entsteht aus dem verbesserten Verständnis ein Bewusstsein für den individuellen Stromverbrauch und eine Reflexion der individuellen Gewohnheiten bis hin zu Verhaltensänderungen? Auch mit Blick auf die neue Gesetzgebung zum Smart-Meter-Rollout in Deutschland (vgl. GNDEW [3]) können zukünftig die Potenziale dynamischer Stromtarife (u. a. Flexibilisierungspotenziale) genutzt und verstanden werden.

Methodik

Erste Workshop- und Umfrage-Ergebnisse im inter- und transdisziplinären Forschungsprojekt MEnergie legen nahe, Menschen über den individuellen Stromverbrauch im Alltag und für das Thema Energie zu sensibilisieren und zu informieren. Es wurde eine erste Messkampagne zur Analyse der Stromverbräuche in Haushalten durchgeführt. Dabei wurden sechs Mietswohnungen eines Mehrfamilienhauses (Baujahr 2018) im Stadtgebiet Köln mit Messequipment ausgestattet. Es kamen unter anderem Messgeräte zur Auslesung digitaler Stromzähler sowie Energie-Logger zur Erfassung elektrischer Verbraucher in den Haushalten zum Einsatz. Es konnten Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten gezogen werden und die Teilnehmenden erhielten nach Auswertung der Daten ein individuelles Feedback zu ihren Stromverbräuchen sowie Empfehlungen Strom einzusparen.

Basierend auf den Erkenntnissen der ersten Messkampagne wird ein zweiter, vertiefender Feldtest im gleichen Gebäude durchgeführt. Im Fokus steht die fortlaufende, individuelle Echtzeit-Visualisierung der Stromverbräuche über eine Smartphone-App sowie eine erweiterte sozialwissenschaftliche Erhebung mit Methoden der qualitativen Sozialforschung. Es wird untersucht, inwiefern die Echtzeit-Visualisierung der Stromverbräuche Auswirkungen auf das individuelle Stromverbrauchsverhalten hat.

Zur Umsetzung des Feldtests wurde ein Forschungsdesign entwickelt, das in drei Schritten die vorangegangenen Untersuchungen aus der ersten Messkampagne vertieft (Abbildung 1). Ziel ist es, die

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, Deutschland, +49 221 8275 4405, {stefanie.koenen | lukas.hilger | tobias.rehm | thorsten.schneiders}@th-koeln.de, www.th-koeln.de

Teilnehmenden zu ihren individuellen Stromverbräuchen zu sensibilisieren und die Wirkung visualisierter digitaler Smart Metering Lösungen zu untersuchen.

Abbildung 1: Forschungsdesign und Methodik-Bausteine für die Umsetzung des Feldtests

Ergebnisse

Im Hinblick auf die erwarteten Ergebnisse, werden verschiedene Aspekte des Stromverbrauchs und der Verbrauchsvisualisierung beleuchtet. Der Schwerpunkt liegt auf kennzahlenbasierten Analysen, einschließlich Vergleichen mit energiebasierten Key-Performance-Indikatoren (KPIs). Ein wichtiger Beitrag ist die Entwicklung eines individuellen Energieverbrauch-Feedbacks. Abbildung 2 zeigt beispielhaft Stromverbrauchskennwerte der Wohnungen in Kilowattstunden pro Woche gesamt und pro Person.

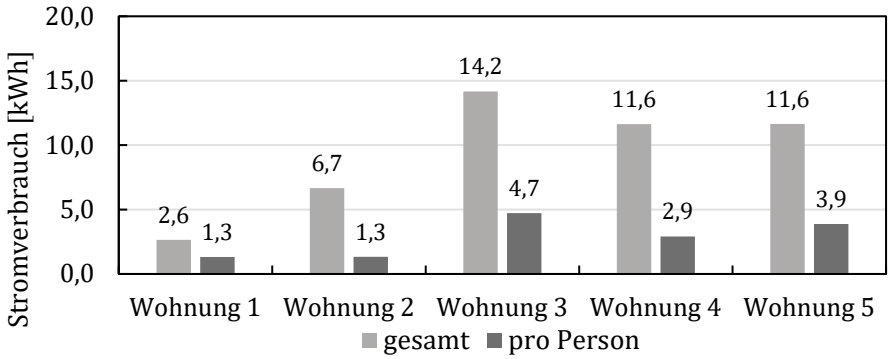


Abbildung 2: Vergleich Stromverbrauchskennwerte pro Woche in 5 Wohnungen (gesamt und pro Person)

Weiterhin werden die Tageslastgänge visualisiert und Rückschlüsse auf die Grundlast ermöglicht, zum Beispiel auf die dezentrale elektrische Warmwasserbereitstellung und andere Geräte. Die Nutzung der digitalen Verbrauchsvisualisierung wird analysiert, um Erkenntnisse über die Wirkung solcher Systeme zu gewinnen. Insgesamt trägt diese Forschung dazu bei, das Verständnis für den elektrischen Energieverbrauch zu vertiefen und praxisrelevante Ansätze für eine effizientere Nutzung aufzuzeigen.

Referenzen

[1] Technische Hochschule Köln, MEnergie – Meine Energiewende: Forschungsprojekt. [Online]. Available: https://www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/menergie--meine-energiewende_91561.php (accessed: Nov. 29 2023).

[2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023. [Online]. Available: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/

[3] Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende: GNDEW, 2023. Accessed: Nov. 29 2023. [Online]. Available: https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html

7.5.4. Energiesystemanalyse mit mobiler Messtechnik: Systematische Auswertung von Messkampagnen in KMU und öffentlichen Gebäuden

Lukas HILGER[1], Thorsten SCHNEIDERS, Frank SCHOLZEN[2]

Inhalt

Trotz steigender Stromkosten liegt in vielen kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) nach wie vor keine Transparenz über Energieflüsse vor [1]. Dabei stellt diese Transparenz eine wichtige Basis zur Identifikation von Einsparpotenzialen und zur Umsetzung von Effizienzmaßnahmen dar. Insbesondere in KMU liegen spezifische Barrieren zur Steigerung der Energieeffizienz vor. Dazu zählen unter anderem ein häufig fehlender Zugang zu Energiedaten sowie eine mangelnde Nutzung dieser Daten [1]. Weiterhin haben KMU häufig keine Zeit oder fehlendes Wissen, um ihre Einsparpotenziale zu identifizieren [2]. Auch in öffentlichen Gebäuden fehlen häufig die Ressourcen oder das Know-How, um die Energiesparpotenziale aufzudecken [3].

Smart Meter und Energiemonitoring-Systeme können die Informationsbasis in KMU und öffentlichen Gebäuden verbessern und dadurch eine Grundlage schaffen, den energetischen Ist-Zustand zu identifizieren und geeignete Maßnahmen umzusetzen. Der Einsatz von Messtechnik (z.B. im Zuge einer Energieberatung) wird jedoch in der Praxis häufig als zeitaufwendig angesehen. So werden Hochrechnungsverfahren zur Abschätzung des Stromverbrauchs angewendet, anstatt Potenziale basierend auf realen Messdaten zu identifizieren (vgl. [4]).

Ein für KMU spezifischer Lösungsansatz stellt der Einsatz mobiler Messtechnik zur Erfassung von Stromverbrauchsdaten dar. Vor diesem Hintergrund wurde in den vorangegangenen Arbeiten ein systematisches Messkonzept für den Einsatz mobiler Messtechnik in KMU und öffentlichen Gebäuden entwickelt [5]. Zur Auswertung der Messdaten dient ein standardisiertes Analysekonzept [6]. In diesem Beitrag wird das entwickelte Analysekonzept auf sechs durchgeführte Messkampagnen in KMU und öffentlichen Gebäuden angewendet. Die Auswertungen zu diesen Messkampagnen dienen als Proof-of-Concept für das entwickelte Analysekonzept. Ziel ist es, herauszuarbeiten inwiefern der Datenauswertungs- und Analyseprozess für Kurzzeitmessungen mit mobiler Messtechnik durch das entwickelte Analysekonzept vereinfacht und standardisiert werden kann.

Methodik

Das entwickelte Analysekonzept umfasst standardisierte Datenanalysen (u.a. Verbrauchsdisaggregation) sowie statistische Parameter (z.B. Grundlast-Faktor), auf deren Basis eine Beurteilung der Lastcharakteristik möglich ist (s. Abbildung 1). Im Zeitraum von 2021 bis 2023 wurden Messkampagnen zur Erfassung von Stromverbrauchsdaten mit mobiler Messtechnik in öffentlichen Gebäuden, KMU und spezifisch an Querschnittstechnologien durchgeführt. Die standardisierten Datenanalysen sowie identifizierte Parameter werden auf die Messdatensätze der Messkampagnen angewendet. Anschließend werden die Analyse-Ergebnisse beurteilt und die berechneten Parameter validiert. Anhand dieser Ergebnisse wird das Standardisierungspotenzial zur Anwendung des Analysekonzepts identifiziert (vgl. Abbildung 1). Dabei werden auch Limitationen aufgezeigt, die eine generische Anwendung des Analysekonzepts für Kurzzeitmessungen mit mobiler Messtechnik einschränken.

[1] Technische Hochschule Köln, D-50679 Köln, +49 221 8275 4547, {lukas.hilger | thorsten.schneiders@th-koeln.de, https://www.th-koeln.de/anlagen-energie-und-maschinensysteme/cologne-institute-for-renewable-energy_13385.php

[2] Universität Luxemburg, Fakultät für Naturwissenschaften, Technologie und Medizin, L-1511 Luxemburg, frank.scholzen@uni.lu, https://www.uni.lu/fstm-en

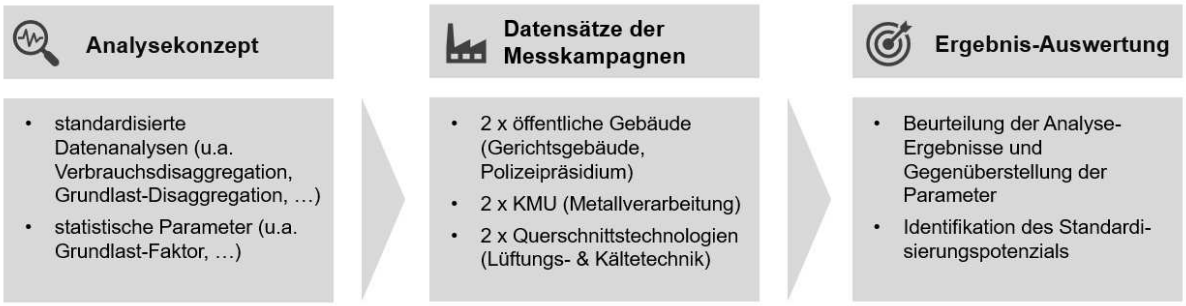


Abbildung 1: Methodik zur Anwendung des Analysekonzepts für Kurzzeitmessungen mit mobiler Messtechnik

Ergebnisse

Die Auswertung der Ergebnisse deutet darauf hin, dass trotz der Diversität durchgeführter Messkampagnen (Größe der Messobjekte, Branchenzuordnung) die Anwendung des Analysekonzeptes zu vergleichbaren Ergebnissen führt. Die standardisierten Datenanalysen ermöglichen unter anderem die Identifikation allgemein relevanter Stromverbraucher, die Rückführung der Grundlast sowie aufgetretener Lastspitzen auf spezifische Verbrauchergruppen und Teilbereiche sowie eine Beurteilung der Lastcharakteristik der erfassten Verbraucher.

Basierend auf den berechneten Parametern kann das Lastverhalten automatisiert beschrieben werden. Die Parameter können daher auch als Indikatoren zur Bewertung von Auffälligkeiten im Lastverhalten herangezogen werden. Dadurch wird die Grundlage für eine zukünftige, automatisierte Datenanalyse mittels KI-gestützter Analyseverfahren geschaffen.

Die Ergebnisse des angewendeten Analysekonzeptes sind durch technische Faktoren (u.a. limitiertes Messequipment) und analytische Faktoren (u.a. limitierter Messzeitraum) eingeschränkt. Dennoch wird durch die Erkenntnisse ein wichtiger Beitrag zur Weiterentwicklung des systematischen Einsatzes mobiler Messtechnik im Zuge von Energiesystemanalysen in KMU und öffentlichen Gebäuden geschaffen.

Referenzen

[1] K. B. Janda, C. Bottrill, and R. Layberry, “Learning from the “data poor”: energy management in understudied organizations,” *Journal of Property Investment & Finance*, vol. 32, no. 4, pp. 424–442, 2014, doi: 10.1108/JPIF-03-2014-0018.

[2] T. Fawcett and S. Hampton, “Why & how energy efficiency policy should address SMEs,” *Energy Policy*, vol. 140, p. 111337, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111337.

[3] dena, *Den Kommunen das Energiesparen erleichtern.* [Online]. Available: https://www.dena.de/themen-projekte/energieeffizienz/gebaeude/sanierungsstrategien-und-immobilienwirtschaft/oeffentliche-hand-kommunen/ (accessed: Nov. 28 2023).

[4] M. Hein, V. Mischo, and A. Hoffmann, “Die Kompetenzstelle Energieeffizienz Ost-Württemberg -Ein Beitrag zur Energiewende,” in *Tagungsband EnInnov2018*, Graz, 2018. Accessed: Aug. 19 2023. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2018/files/lf/Session_G5/852_LF_Hein.pdf

[5] L. Hilger and T. Schneiders, “Systematische Energiedatenerfassung und -auswertung in KMU-Betrieben durch den Einsatz mobiler Messtechnik,” 2020.

[6] L. Hilger, T. Schneiders, and F. Scholzen, “Energy System Analysis with Mobile Measurement Technology: Developing a Standardized Data Analysis Concept for Short-term Measurements in SMEs,” in *18th SDEWES Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems: Conference Proceedings*, Dubrovnik, 2023.

7.5.5. Rollenspezifische Kommunikationswerkzeuge als Schlüssel zu erfolgreicher Energiewende

Natallia RAITH(*)1, Nicole BRANDSTETTER(*)2, Hannah PFEFFER3, Herbert PALM4

Motivation und Einleitung

Die Energiewende zur nachhaltigen dezentralen Energieversorgung erfordert die aktive Beteiligung von Kommunen und die Akzeptanz aller Bevölkerungsschichten. Das Projekt "Kommunale Energiewende unterstützende Umweltkommunikation" schlägt einen transaktionalen Kommunikationsansatz vor, der sich an unterschiedlichen Kommunikationsrollen orientiert. Dieser Ansatz basiert auf dem Kommunikationsmodell von Roman Jakobson [48] und wird erstmals im Kontext der kommunalen Energiewende angewendet. Eine daraus abgeleitete rollenspezifische Kommunikationsstrategie kann als Grundlage für die Entwicklung und Umsetzung entsprechender Maßnahmen dienen. Das Vorgehen sowie die Auswahl und Anwendung rollenspezifischer Werkzeuge werden anhand eines kommunalen Beispiels illustriert und sind auf andere Kommunen übertragbar.

Methodik

Um Beteiligung und Akzeptanz auf kommunaler Ebene zu erreichen, wird ein Prozess zur Entwicklung rollenspezifischer Kommunikationswerkzeuge vorgeschlagen. Er setzt sich aus den vier in Abbildung 1 gezeigten elementaren Schritten mit zwei konditionalen Optionen jeweiliger Rücksprünge zusammen:
1) Datenerhebung nach Jakobson-Aspekten: Der Prozess beginnt mit der empirischen Erfassung von Daten basierend auf den vier Jakobson-Aspekten Code, Kontext, Kontakt und Nachricht.
2) Clusteranalyse und Rollenbildung: Die gesammelten Daten werden in Schritt 2 anhand konsistenter Ähnlichkeiten zur Rollenbildung genutzt. Dabei werden Kommunikationsbedürfnisse und -gewohnheiten identifizierter Gruppen berücksichtigt. Ein Kontrollmechanismus zwischen Schritt 1 und 2 sichert die Qualität der Rollenbildung und führt bei Bedarf zu Schritt 1 zurück.
3) Entwicklung rollenspezifischer Kommunikationswerkzeuge: Unter Berücksichtigung rollen-spezifischer Kommunikationsbedürfnisse und -gewohnheiten werden passende Kommunikationswerkzeuge entwickelt. Schwerpunkt dabei ist deren informative, diskursive und partizipative Wirkung.
4) Implementierung und Feedback: Die ausgewählten Instrumente werden umgesetzt und deren Wirkung in Form von Feedback ausgewertet. Hier kann eine Qualitätskontrolle der Kommunikationswerkzeuge durchgeführt werden, die ggf. zu einem Rücksprung und damit zu einer Neuauswahl geeigneter Kommunikationswerkzeuge führt.

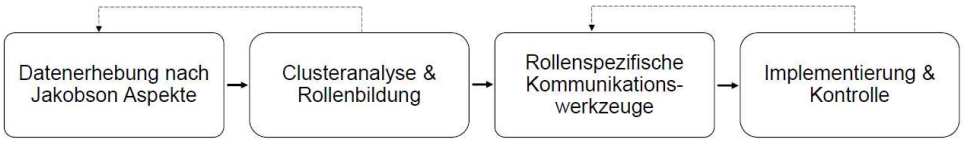


Abbildung 1: Prozess zur Definition und Implementierung der Kommunikationswerkzeuge

Ergebnisse

Im Rahmen einer pilothaften Anwendung des in Abbildung 1 gezeigten Referenzprozesses in einer beispielhaft ausgewählten Kommune mit ca. 11.000 Einwohnern konnten erste Ergebnisse erzielt werden. Auf Basis der erhobenen Daten wurden insgesamt sechs Rollen gebildet. Darauf basierende Erfahrungen mit einem Schwerpunkt zu rollenspezifischen Kommunikationswerkzeugen als Schlüssel

[1] Hochschule München, +49 89 1265-3445, natallia.raith@hm.edu , www.hm.edu,
[2] Hochschule München, +49 89 1265-4300, nicole.brandstetter@hm.edu, www.hm.edu,
[3] Hochschule München, +49 89 1265-3445, hannah.pfeffer0@hm.edu, www.hm.edu,
Hochschule München, +49 89 1265-3420, herbert.palm@hm.edu, www.hm.edu,
* Fakultät für Studium Generale und Interdisziplinäre Studien, Dachauer Straße 100a, 80636 München
** ISES-Institut, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lothstraße 34, 80335 München

zu erfolgreicher Energiewende werden im vorliegenden Beitrag geschildert. Die „Datenerhebung nach Jakobson“ wurde in Form mehrerer Befragungen über unterschiedliche Kanäle durchgeführt. In Tabelle 1 sind die erhobenen Daten zu Kommunikationsbedürfnissen (KB) und -gewohnheiten (KG) gemäß der Aspekte nach Jakobson aufgeführt:

Rolle	Code	Kontext	Kontakt	Nachricht
Rolle 1	**KB**: fachlich fundierte und spezifische Informationen	**KG**: Austausch bei offiziellen Veranstaltungen	**KG**: Kontakt mit bis zu 30 Personen	**KB**: Konzepte Thema Energiewende, konkrete Entscheidungen
Rolle 2	**KB**: klare, transparente Sprache, detailreiche Informationen	**KG**: Austausch im privaten Umfeld	**KG**: Kontakt mit bis zu 30 (vereinzelt bis zu 100) Personen	**KB:** Status zu konkreten Maßnahmen
Rolle 3	**KB**: klare, transparente Sprache, detailreiche Informationen	**KG:** Austausch im privaten Umfeld und keine Teilnahme an Infoveranstaltungen	**KG:** private Kontakte und Nutzung anonyme "Kanäle" (Umfragen, etc.)	**KB:** Status zu konkreten Maßnahmen und Lösungen zu konkreten Problemen
Rolle 4	**KB:** klare, transparente Sprache, detailreiche Informationen	**KG**: Austausch im privaten Umfeld und Teilnahme an Infoveranstaltungen	**KG:** Kontakt mit bis zu 10 Personen	**KB:** Status zu konkreten Maßnahmen und zur Energiestrategie der Gemeinde
Rolle 5	**KB:** allgemein verständliche Sprache	**KB:** Austausch im privaten Umfeld oder kleineren Kreis	**KG:** persönlicher Austausch	**KB:** Inhalte ermöglichen einen groben Überblick über Thema
Rolle 6	**KB:** keine spezifischen Anforderungen	**KB**: Austausch im privaten Umfeld	**KG:** persönlicher Austausch und Nutzung Gemeinde-Printmedien	**KB:** keine spezifischen Anforderungen

Tabelle 1: Rollenbeschreibung nach Jakobson zu Kommunikationsbedürfnissen (KB) und -gewohnheiten (KG)

Im Rahmen der entwickelten Kommunikationsstrategie kommt drei von sechs identifizierten Rollen eine besondere Bedeutung zu, zu denen im Schritt „Rollenspezifische Kommunikationswerkzeuge“ Tools konzipiert, in Teilen implementiert und evaluiert wurden:

Rolle 1: Personen der Kommunikationsrolle 1 beschäftigen sich sehr intensiv mit Themen kommunaler Energiewende und beteiligen sich maßgeblich am Gemeindeleben. Kommunikation findet v.a. bei offiziellen Veranstaltungen (e.g. Sitzungen des Gemeinderats oder kommunaler Arbeitsgruppen) statt. *Kommunikationswerkzeug: Fachvortrag (mit spezifischen Informationen zum Thema Wärmeversorgung der Gemeinde) – implementiert und evaluiert.*

Rolle 3: Personen der Kommunikationsrolle 3 beschäftigen sich durchschnittlich intensiv mit den Themen der Energiewende der Gemeinde. Die Kommunikation findet hauptsächlich im anonymen Umfeld statt. Als Kommunikationsmittel bevorzugen sie am liebsten anonyme Online-Umfragen. *Kommunikationswerkzeug: Interaktive Informationsbörse – konzipiert.*

Rolle 4: Kommunikationsrolle 4 beschäftigt sich überdurchschnittlich intensiv mit dem Thema Energiewende in der Gemeinde. Kommunikation findet hauptsächlich im vertrauten Umfeld statt. Die Rolle 4 beteiligt sich am öffentlichen Diskurs. *Kommunikationswerkzeug: Veranstaltung „Tag des Offenen Kellers“ (informeller Austausch zwischen Bürger: innen zum Thema Wärmeversorgung in der Gemeinde) – implementiert und evaluiert.*

Die Evaluierung der implementieren Kommunikationswerkzeuge erfolgt im Anschluss qua Fragebogen in Anlehnung an die vier Aspekte des Jakobson-Kommunikationsmodells. Bei Teilnehmer:innen sollte dabei verifiziert werden, ob die rollenspezifischen Kommunikationsbedürfnisse und -anforderungen adäquat adressiert wurden. In der beispielhaften Anwendung zeigten die Rückmeldungen aus den Fragebögen, dass sämtliche Kommunikationsinstrumente in jedem Fall als angemessen bewertet wurden und die Teilnehmer:innen mit dem Inhalt sowie dem Rahmen der Veranstaltungen insgesamt von zufrieden bis sehr zufrieden waren. Dies wird als Beleg für den Erfolg des neuen Ansatzes gewertet.

Referenzen

[1] R. Jakobson, Linguistik und Poetik (3 ed.). Poetik: ausgewaehlte Aufsaetze 1921-1971, Frankfurt am Main: Suhrkamp, 1993.

7.5.6. Wissensvermittlung für die Energiewende in der Gesellschaft: Das Beispiel Steckersolar-Workshops

Stefanie KÖNEN[1], Sascha BIRK, Eberhard WAFFENSCHMIDT, Johannes STOLZ[2]

Hintergrund und Motivation

Kommunikation ist ein Schlüsselelement, um die breite Unterstützung und das erforderliche Engagement für die Energiewende in der Gesellschaft zu gewinnen. Die Verwendung von neuen Technologien der Erneuerbaren Energien ist Gegenstand des Transformationsprozesses und wirft in der Gesellschaft Fragen auf. Unsicherheiten, Vorurteile und Falschaussagen kursieren.

Das zeigen auch erste Workshops und Umfragen im Forschungsprojekt MEnergie. Das BMWK-geförderte Projekt erfasst mit partizipativen Methoden wesentliche Themen der Energiewende für die Bevölkerung und hat zum Ziel, Handlungsbereitschaft durch geeignete Kommunikationsformate zu erzeugen. Die Forschenden suchen Ansatzpunkte, die Kommunikation zu verbessern und Strategien zur Bewusstseinsbildung und Bildung in Bezug auf Energie und Technologien zu entwickeln. Eine Forschungshypothese ist, dass das Begreifen durch die Kombination von Wissensvermittlung in einfacher Sprache (Theorie) und selber ausprobieren (Praxis) die Motivation steigert, selbst tätig zu werden.

Aktuell ist der Einsatz von Photovoltaikanlagen (PV) in Privathaushalten gefragter denn je. Die Anzahl angemeldeter Steckersolargeräte hat sich in Deutschland in nur einem Jahr verdreifacht [1]. Die energiepolitischen Entwicklungen und die Preisentwicklung für PV am Markt, geben Grund zur Annahme, dass sich dieser Trend fortsetzen wird. Die Motivation der Nutzer*innen liegt darin, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und mehr Unabhängigkeit zu erreichen [2]. Dabei entwickeln sich neben den klassischen PV-Anlagen auf dem Hausdach verschiedene speziellere Anwendungen von PV-Technologien, darunter Steckersolargeräte. Diese einfachen PV-Lösungen bieten das Potenzial, erneuerbare Energien in verschiedenen Umgebungen und für einen großen Teil der Gesellschaft zugänglich zu machen.

Dem erfolgreichen Beispiel der Hochschule Koblenz folgend, führte die TH-Köln Mitmach-Workshops zum Thema Steckersolar für die Bevölkerung durch. Ziel ist die Wissensvermittlung rund um Photovoltaik und die Ermutigung interessierter Laien, kleinere PV-Anlagen selbst zu montieren und in Betrieb zu nehmen. Diese werden hier beschrieben, als Beispiel zum Nachahmen. Die Unterlagen zu den Workshops stehen online zur Verfügung [1].

Methodik

Didaktisch sind die Workshops in zwei Teile gegliedert. In einem Theorieteil werden die Grundlagen der PV-Technik, rechtliche Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Aspekte erläutert. Im anschließenden praktischen Teil können die Teilnehmer*innen das erworbene Wissen direkt ausprobieren.

Das Angebot richtet sich an eine sehr heterogene Zielgruppe, die auch technisch nicht versierte Personen umfasst. Die Inhalte werden möglichst anschaulich aufbereitet und in einfacher Sprache präsentiert. Im praktischen Teil liegt der Fokus auf der anwendungsorientierten Umsetzung, dem Ausprobieren, der Beseitigung von Berührungsängsten und dem schlichten Begreifen.

Die maximale Teilnehmendenzahl pro Workshop ist abhängig von dem verfügbaren Material. Gearbeitet wird in Kleingruppen à 4-5 Personen, begleitet durch fachkundige Betreuer*innen für Rückfragen und Hilfestellungen. Die Teilnehmer*innen werden mit einem Workshop-Set, bestehend aus einem Solarmodul, einem Mikro-Wechselrichter, Anschlusskabeln, einem Zwischenstecker-Messgerät und einer Aufbauanleitung ausgestattet. Sie bekommen die Möglichkeit, das Set aufzubauen und das PV-

[1] Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln, {stefanie.koenen, sascha.birk, eberhard.waffenschmidt}@th-koeln.de
[2] Hochschule Koblenz, Konrad-Zuse-Straße 1, 56075 Koblenz, stolz@hs-koblenz.de

System in Betrieb zu nehmen. Das Fließen des elektrischen Stroms wird in einer App visualisiert oder alternativ mit digitalen Stromzählern angezeigt. Kleine Experimente rund um Ausrichtung, Aufstellwinkel und Verschattung werden in der Kleingruppe durchgeführt.

Im Rahmen der Workshops kamen unterschiedliche Evaluierungsmethoden zum Einsatz. Die ersten Termine im Jahr 2022 wurden mit Methoden der Qualitativen Sozialforschung begleitet [1]. Mit hohem Personaleinsatz und anhand von Beobachtungsleitfäden wurden der Workshop-Verlauf und die Fragen die Teilnehmer*innen dokumentiert. Im Jahr 2023 wurde der Fokus auf die Wirkung der Workshops gelegt und eine digitale Umfrage erstellt, die zu Beginn des theoretischen Teils von den Teilnehmer*innen mit dem mobilen Endgerät und Einzelfällen auf Papier beantwortetet wurde. Die Umfrage befasst sich mit der Motivation zur Teilnahme, den Vorkenntnissen zur PV-Technologie und der Wahrscheinlichkeit, ein Steckersolargerät zeitnah in Betrieb zu nehmen. Auch die Gründe für eine mögliche Anschaffung wurden erhoben. Wesentlich in der Umfrage ist die abgefragte erste Selbsteinschätzung, ein Steckersolargerät installieren und in Betrieb nehmen zu können.

Vier Wochen nach dem Workshop erhielten die Teilnehmer*innen eine zweite Umfrage per E-Mail. Diese erfasst, ob durch die Workshops Wissen vermittelt werden konnte und Handlungsbereitschaft entstanden ist. Die Teilnehmer*innen geben an, ob sie sich in den vergangenen Wochen nach dem Workshop ein Steckersolarsystem angeschafft haben. Die Gründe für oder gegen den Kauf sowie der subjektive Informations- und Wissensstand nach den Workshops werden abgefragt.

Ergebnisse

Über 80% der Teilnehmer*innen gaben an, dass der Hauptgrund für die Anschaffung einer Solaranlage darin besteht, einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energiewende zu leisten. Die Bewertung der eigenen PV-Kenntnisse auf einer Skala von 0 bis 10, hat sich von 3,86 auf 6,70 erhöht, d.h. um 73,5%. Dies ist eine starke Verbesserung, die sich auch im Feedback zu den Workshop-Inhalten widerspiegelt. Das verbesserte PV-Wissen beeinflusst die Bereitschaft, eine eigene Anlage zu installieren. Der Anteil der Personen, die sich kompetent fühlen, steigt von der ersten zur zweiten Umfrage deutlich von 60% auf 92% (siehe Abbildung 1). Vor dem Workshop gaben 44 der 135 Teilnehmer*innen fehlendes Fachwissen als Grund dafür an, bisher kein Steckersolargerät installiert zu haben – im Vergleich zu den anderen Antworten ist dies der am häufigsten genannte Grund. Von 135 Teilnehmer*innen gab nach der Workshop-Teilnahme niemand mangelndes Wissen als Grund an. Die in Theorie und Praxis vermittelten Kenntnisse unterstützen die direkte Umsetzung im Alltag maßgeblich. Aus den Antworten geht weiterhin hervor, dass mindestens drei Personen innerhalb von vier Wochen nach dem Workshop, ein Steckersolargerät gekauft und installiert haben. Ob dies alleinig auf den Besuch des Workshops zurückzuführen ist, lässt sich nicht eindeutig belegen. Die Wahrscheinlichkeit, in naher Zukunft eine Anlage zu erwerben, ist in den Umfragen eher gleichgeblieben, zumal das durchschnittliche Interesse der Teilnehmenden am Kauf einer Solaranlage bereits in Umfrage 1 relativ hoch ist. Es kann keine eindeutige Aussage über die Veränderung der Wahrscheinlichkeit für die Anschaffung getroffen werden.

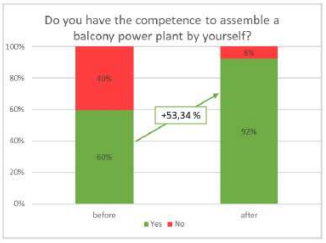


Abbildung 1: Selbsteinschätzung vor und nach dem Workshop

Insgesamt zeigen die Auswertungen, dass eine gute Kommunikation und Wissensvermittlung in theoretischem Input und praktischem Ausprobieren komplexe Zusammenhänge begreifbar machen und Handlungsbereitschaft erzeugen.

Referenzen

[1] Statista: https://de.statista.com/infografik/30601/kumulierte-anzahl-der-in-betrieb-befindlichen-balkon-solaranlagen-in-deutschland/, Zugriff am 01.12.2023
[2] HTW Berlin: https://solar.htw-berlin.de/studien/nutzung-steckersolar-2022/, Zugriff am 01.12.2023
[3] Waffenschmidt, Eberhard, „100% Erneuerbare Energien“, http://www.100pro-erneuerbare.com/projekte/2022-06_Solar-Workshop/Solar-Workshop.htm, Zugriff am 01.12.2023
[4] Bachmann, Götz (2009): Teilnehmende Beobachtung. In: Stefan Kühl, Petra Strodtholz und Andreas Taffertshofer (Hg.): Handbuch Methoden der Organisationsforschung. Wiesbaden: Springer VS, S. 248–271.

7.6. ENERGIEVERSORGUNG VON QUARTIEREN

7.6.1. Digital Positive Energy Districts: A Scalable Strategy for Urban Heat and Power Transition?

Simon SCHNEIDER[1], Albert TREYTL[2], Stefan WILKER[3], Michael SCHMIDTHALER [4,] Thomas ZELGER, Elisabeth KERSCHBAUM

Abstract

The DigiPeQ project (FFG No. 880562) explored the requirements and potentials of digital positive energy districts (PEDs) in contributing to national energy and climate goals.

Objectives and Methodological Approach

Positive energy districts (PEDs) are neighborhoods or several connected buildings, often with diverse space uses, meeting the highest standards of energy efficiency. They cover their entire energy needs locally from renewable sources, enable flexible operation, and create the highest possible comfort and quality of life on-site through the involvement and participation of users [1], [2]. These districts provide high-quality usable spaces, promote the formation of energy communities, and play a crucial role in local and regional energy supply [3], [4], [5]. In this context, the challenges and opportunities offered by PEDs, including energy flexibility, load shifting, grid services, and sector coupling, as well as aspects of user integration and their requirements for livable districts, were examined, and innovative cooperation and business models were explored.

Results and Insights

The project demonstrates that PEDs, especially newly built have significant potential due to mixed-use and property-wide consideration of supply and demand curves. The vision of a connected energy system through infrastructural linking (heating/cooling/electricity network) and the establishment of organizational frameworks, such as local energy communities, offers a scalable, efficient way to achieve the energy and climate goals of 100% renewable electricity supply by 2030 and 100% total energy consumption by 2040 in an urban context. However, these challenges are more complex in retrofitting existing buildings.

Special about the project was its execution as an "Innovation Course", developed and conducted for and with all relevant stakeholders of an innovative and integrative planning process, i.e. developers, building and utility operators, architects, participation and communication specialists, building, mobility and energy engineers. This approach enabled the integration of practical insights with current scientific findings, discussing and combining them: Particularly, legal, and administrative conditions and barriers in implementation were successfully identified, and concrete proposals for their elimination were jointly formulated.

Energy and Environmental Technical Consideration

The project investigated how districts' energy and emission flows can be modeled and simulated to make dynamic assessments about the interplay of local renewable energy production and flexible district operation. Furthermore, an energy and emission balance model was examined as a quantitative

[1] Fachhochschule Technikum Wien, Kompetenzfeld Climate-fit Buildings and Districts, Giefinggasse 6, 1210 Wien, T+43-6991-5232324, simon.schneider@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at
[2] University for Continuing Education Krems (Danube University Krems) Department for Integrated Sensor Systems, Viktor Kaplan Straße 2, T +43-2622-2342043, Albert.Treytl@donau-uni.ac.at
[3] Technische Universität Wien, Institut für Computertechnik, Gusshausstraße 27-29/E384, 1040 Wien, +43 1 58801 38460, Stefan.Wilker@tuwien.ac.at, https://energyit.ict.tuwien.ac.at
[4] Epool, Pickelbach 284 | 8323 St.Marein bei Graz, T +43-650-3466494, Michael.Schmidthaler@epool.energy, www.epool.energy

evaluation system for positive energy districts and applied considering energy services for operation, everyday mobility, construction, and maintenance, and also the urban context [6].

Energy Economic, Legal, and Technical Environment

From an energy economic perspective, the contributions of Positive Energy Districts to balancing load and consumption imbalances in general and to grid services in particular were primarily examined. One objective was to actively motivate users to grid-friendly operating modes, thereby providing energy flexibility resources.

Information Management and Use of Participative Design Approaches

Another objective of the contributions was to enable users to develop sustainable awareness through gamification approaches and attractive information provision, aiming to promote community-friendly climate behavior at the district level.

Consideration and Application Possibilities of New Digital Technologies

Especially considering the increasing popularity of last decade's technologies (Web3 technologies like Blockchain, Machine Learning for data processing, AI-based generators for image or text), the challenges, prerequisites, and rationale of deploying various technologies in the context of PEDs were elaborated. Novel approaches to improve service to users in terms of involvement and information exchange, or transparent billing mechanisms in PEDs were welcomed.

Final Considerations and Outlook

In a "PEQathon" format, the complex topic was finally successfully tested in an interdisciplinary planning workshop using concrete urban development areas in Vienna as examples. The results were adopted by the City of Vienna: The PED consideration and the resulting balance goals for energy supply and emissions in operation, mobility, and the establishment of a climate-neutral district are now incorporated into the development and implementation plan of the "WieNeu+" and "RausAusGas" district “Am Tabor”.

The added value of the PED consideration lies in the context-specific, but holistic assessment of building operation, everyday mobility, and embodied energy at the district level, thus bridging the gap between individual building code and assessments to overarching climate and energy goals of municipalities and cities. This also includes important questions of "Effort Sharing" and how the burdens and responsibilities of the transition can be distributed.

In conclusion, DigiPeQ demonstrates that the development of PEDs is a promising strategy for urban energy and heat transition. The results provide important insights into the design of future districts and the role of digital technologies in this process.

References

[1] JPI Urban Europe / SET Plan Action 3.2, „White Paper on PED Reference Framework for Positive Energy Districts and Neighbourhood“, JPI Urban Europe: Vienna, Austria, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://jpi-urbaneurope.eu/app/uploads/2020/04/White-Paper-PED-Framework-Definition-2020323-final.pdf

[2] V. Albert-Seifried u. a., „Definitions of positive energy districts: a review of the status quo and challenges“, Sustainability in Energy and Buildings 2021, S. 493–506, 2022.

[3] E. Derkenbaeva, S. Halleck Vega, G. J. Hofstede, und E. van Leeuwen, „Positive energy districts: Mainstreaming energy transition in urban areas“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 153, S. 111782, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111782.

[4] S. Erba und L. Pagliano, „Combining Sufficiency, Efficiency and Flexibility to Achieve Positive Energy Districts Targets“, Energies, Bd. 14, Nr. 15, Art. Nr. 15, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14154697.

[5] European Commission. Joint Research Centre., Enabling positive energy districts across Europe: energy efficiency couples renewable energy. LU: Publications Office, 2020. Zugegriffen: 17. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://data.europa.eu/doi/10.2760/452028

[6] S. Schneider, T. Zelger, D. Sengl, und J. Baptista, „A Quantitative Positive Energy District Definition with Contextual Targets“, Buildings, Bd. 13, Nr. 5, Art. Nr. 5, Mai 2023, doi: 10.3390/buildings13051210.

7.6.2. Reversible SOCs als Bindeglied zwischen Plus-Energie-Quartieren und Strom-, Wärme- sowie Gasnetz

Dominik JANKOWSKI(*)[1,2], Anton SEIDL, Robert PRATTER, Johanna GANGLBAUER, Christof BERNSTEINER, Christoph HOCHENAUER, Vanja SUBOTIC

Einleitung

In Zeiten hoher globaler Abhängigkeiten im Bereich der Energieversorgung, die zu großen ökosozialen und ökonomischen Problemen führen können, sind Energiesysteme, die ein gewisses Maß an Autarkie bieten vorteilhaft. Diesbezüglich bietet Wasserstoff als Energieträger ein großes Potential im Bereich der saisonalen Energiespeicherung, das insbesondere für Plus-Energie-Quartiere (PEQ) interessant ist. So kann elektrische Energie zu Zeiten mit lokalem Stromüberschuss in erneuerbaren Wasserstoff umgewandelt werden. Der Wasserstoff kann wiederum in einem Druckgasspeicher zwischengespeichert und später in elektrische und thermische Energie zurückgewandelt werden. Dadurch entsteht ein ganzheitlicher Energiekreislauf.

Reversibel betriebene Festoxidzellen (rSOC) bieten diesbezüglich den Vorteil, dass sie sowohl als Elektrolyseur (SOEC) als auch als Brennstoffzelle (SOFC) betrieben werden können. Durch die gekoppelte Nutzung von elektrischer Energie und thermischer Energie (Abwärme) ergeben sich hohe Wirkungsgrade von bis zu 85 %. Außerdem zeichnet sich die (Ab)wärme von rSOC-Systemen durch ein hohes und damit gut nutzbares Temperaturniveau von ca. 750 - 850 °C aus. Die rSOC-Technologie hat bisher allerdings noch keine vollständige Marktreife erreicht. Dadurch ergeben sich neben vergleichsweise hohen Investitionskosten einige Herausforderungen, die einen weiteren Forschungsbedarf begründen.

Das dieser Forschungsarbeit zugrundeliegende Projekt Cell4Life [1] beschäftigt sich daher mit der Frage wie rSOC-Systeme in PEQs zur Anwendung kommen können, um eine möglichst hohe Unabhängigkeit in der erneuerbaren Energiebereitstellung zu erreichen. Der Fokus liegt einerseits auf der Optimierung der Betriebsparameter von Hochtemperaturbrennstoffzellen basierend auf Laboruntersuchungen und anderseits auf einer umfassenden techno-ökonomischen Analyse von rSOC-Systemen in PEQs. Um das betrachtete rSOC-System unter realistischen Bedingungen zu erforschen, werden die Simulationsergebnisse des Energiekonzepts aus einem Neubauquartier mit Plus-Energie-Ziel in Wien als Referenzquartier verwendet. Die Ergebnisse helfen bei der anwendungsnahen Dimensionierung der Komponenten in der Gesamtsystemsimulation sowie bei der Untersuchung der dynamischen Betriebsweise von rSOC-Systemen.

Optimierung von Betriebsparametern anhand von Laborversuchen

Bei rSOC-Systemen sind vor allem die verschiedenen Betriebspunkte und die dabei erzeugte oder benötigte elektrische sowie thermische Energie relevant. Durch Kombination von Simulations- und Prüfstandsergebnissen kann das optimale System zur Autarkiemaximierung vom betrachteten PEQ abgeleitet werden. Dabei ist es wichtig neben statischen auch dynamische Betriebsweisen zu untersuchen und zu optimieren, wobei die Betrachtung des stationären Betriebs die Grundlage für die Erforschung des dynamischen Betriebs bildet. Der durch experimentelle Versuchsplanung (DoE) aufgestellte Testplan der Forschungsarbeit beinhaltet mehrere Betriebsszenarien, die für einen möglichen Einsatz zur Versorgung von Quartieren in Frage kommen. Diese belaufen sich auf:

[1] Technische Universität Graz Institut für Wärmetechnik, Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, +43-316-873-4209, dominik.jankowski@tugraz.at , www.tugraz.at/institute/iwt/home
[2] 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, +43 664 88500337, robert.pratter@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

- SOFC-Betrieb mit reinem Wasserstoff
- SOFC-Betrieb mit Wasserstoff-Erdgas-Gemisch bei verschiedenen Mischverhältnissen
- SOFC-Betrieb mit reinem Erdgas
- SOEC-Betrieb mit einem Wasserdampf-Wasserstoffgemisch

Aus den ersten Messdaten des Prüfstands lassen sich elektrische sowie thermische Evaluationen auf Stack-Ebene sowie die Optimierung verschiedener Betriebsweisen durchführen, die im weiteren Verlauf für die Betrachtung von Betriebswechseln des rSOC-Systems wichtig sind.

Techno-ökonomische Analyse von rSOC-Systemen in PEQs

Im Projekt werden neben den experimentellen Versuchen von PEQ-Szenarien Simulationen des Energie-Gesamtsystems mit Hilfe einer weiterentwickelten HiSim-Modellumgebung (House Infrastructure Simulator) [2] durchgeführt und mit den empirischen Erkenntnissen aus den Prüfstandsversuchen erweitert. Um verschiedene Erzeuger-Verbraucher-Ansätze zu evaluieren, werden sowohl Langzeit- als auch Kurzzeit-Betriebsweisen des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle untersucht. Erstere betrachten beispielsweise die über eine Sommer-Saison andauernde Herstellung von Wasserstoff über eine PV-Anlage sowie die konstante Erzeugung von Strom und Wärme über die Winter-Saison hinweg. Dem gegenüber kann die Kurzzeit-Betriebsweise beispielsweise durch einen täglichen Betriebswechsel zwischen SOFC und SOEC geprägt sein. Außerdem wird das Simulationsmodell genutzt, um wesentliche Komponenten des rSOC-Systems (Leistung rSOC-System, Kapazität Batteriespeicher, Größe des H_2-Speichers, etc.) für ein gegebenes PEQ zu dimensionieren und die optimale Einbindung des rSOC-Systems in das Energie-Gesamtsystem zu ermitteln. Zusammengefasst werden im Rahmen dieses Projekts Simulationsmodelle für unterschiedliche Betriebsweisen gegenübergestellt und sowohl energetisch als auch ökonomisch bewertet.

Ausblick

In der Veröffentlichung werden die, für die Systemsimulation sowie experimentellen Versuche notwendigen Szenarien beschrieben sowie das Modell für die Gesamtsystemsimulation vorgestellt. Sie gibt darüber hinaus einen Einblick in die Vorgehensweise der Optimierung von rSOC-Systemen anhand eines ersten realistischen Anwendungsfalls. Die Ergebnisse sind an dieser Stelle der noch fehlende Grundstein für die weitere Dimensionierung sowie Optimierung von rSOC-Systemen für Plusenergiequartiere, um weiters eine Aussage über die technische sowie wirtschaftliche Integrität zukünftiger Realisierungsprojekte zu ermöglichen.

Referenzen

[1] 4ward Energy Research GmbH (2023). *Reversible SOCs als Bindeglied zwischen Strom- Wärme- & Gasnetz zur Autarkie- und Resilienzsteigerung von Quartieren* [online]. 4ward Energy Research GmbH. https://www.4wardenergy.at/de/referenzen/cell4life-1 [Zugriff am 28.11.2023]

[2] Forschungszentrum Jülich, Hochschule Emden/Leer, 4ward Energy. (25.10.2023). HiSim - House Infrastructure Simulator. https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/HiSim

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

7.6.3. Szenario-basierte Bewertung von Adaptionsschritten für KWK-Nahwärmekonzepte auf Basis eines teilsanierten Wohnquartiers

Christoph GOETSCHKES(*)[1], Sonja WITKOWSKI[2], Mike SCHLAMANN[3]

Inhalt

Für ein Bestandsquartier in Oberhausen mit Nahwärmenetz und flexibler KWK-Lösung werden szenario-basiert Adaptionsschritte untersucht, um Wärme- und Stromsektor lokal zu koppeln und die energetische Quartiersversorgung sukzessiv zu dekarbonisieren. Die angewendete Methodik basiert auf Ergebnissen einer Szenario-Entwicklung der Rahmenbedingungen des Quartiers. Der Transfer der gebildeten Szenarien in variable Inputwerte und -zeitreihen wird erweitert. Zudem wird eine umfassende Modellierung und Betriebsoptimierung von Adaptionsschritten des Nahwärmenetzes durchgeführt. In den Adaptionsschritten werden sowohl zentrale als auch dezentrale Wärme- wie Stromerzeugungsanlagen betrachtet. Durch die Kombination der Adaptionsschritte und Szenarien erweitert sich der Untersuchungsraum erheblich. In den Ergebnissen werden die Auswirkungen der Adaptionsschritte auf drei Bewertungsdimensionen aufgezeigt sowie passgenaue Kombinationen identifiziert. Die Bewertungsdimensionen umfassen den erneuerbaren Anteil der Wärmeversorgung, die Betriebskosten und CO_2-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung im Quartier.

Methodik

Die angewendete Methodik baut auf den Ergebnissen der Szenario-Entwicklungsmethode nach [1] auf, ergänzt um eine Ausweitung des Szenario-Transfers und einer umfassenden Modellierung und Betriebsoptimierung von Adaptionsschritten für die Wärme- und Stromversorgung des Quartiers.

Erweiterung des Szenario-Transfers

Die Szenarien, aus denen die Inputwerte und -zeitreihen der Optimierungsmodelle abgeleitet werden, basieren auf einer Szenario-Entwicklung in fünf konsekutiven Schritten. Im Ergebnis werden drei Kernszenarien gebildet, in denen alternative Entwicklungen von 21 Einflussfaktoren für die Jahre 2035 und 2045 formuliert werden. Im letzten Schritt, dem Szenario-Transfer, werden Werte und Zeitreihen als Input-Parameter für das Betriebsoptimierungsmodell quantifiziert. Der Szenario-Transfer wird um die Einbeziehung weiterer Einflussfaktoren, wie beispielsweise Technologieförderungen, gegenüber [1] erweitert. Daraus ergibt sich eine größere Anzahl an szenario-sensiblen Parametern im Optimierungsmodell und damit eine bessere Übersetzung der Kernszenarien. Zudem werden die Brennstoff- und Strompreise mit sämtlichen Preisbestandteilen (Beschaffung, Steuern, Netzentgelte und Umlagen) abgebildet, um einen realitätsnäheren Vergleich der Betriebskosten bei der Bewertung der Versorgungssysteme sicherzustellen.

Bildung der Optimierungsmodelle

Das entwickelte Optimierungsmodell optimiert den Betrieb eines Nahwärmenetzes, welches im Rahmen des BMWK-geförderten Forschungsvorhabens QUENTIN [2] geplant und errichtet wurde. Die KWK-Nahwärmeinseln sind so ausgestaltet, dass sie adaptiv auf sich ändernde, künftige Rahmenbedingungen reagieren können. Auf dieser Basis werden im Projekt Adaptionsschritte für die Nahwärmeinsel untersucht, welche die Wärme- und Stromerzeugung zentral in der Energiezentrale wie dezentral an den Netzanschlusspunkten umfassen sowie einen geänderten Wärmebedarf durch Gebäudesanierungen und Bezugsjahr (2035 und 2045) voraussetzen. Es werden unter anderem erdgas-, biomethan- und wasserstoffbetriebene KWK-Systeme, Wärmepumpen, Power-to-Heat-

[1] Fraunhofer-Institut UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel: 0208 8598 1589, christoph.goetschkes@umsicht.fraunhofer.de, https://www.umsicht.fraunhofer.de/
[2] Fraunhofer-Institut UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel: 0208 8598 1737, sonja.witkowski@umsicht.fraunhofer.de, https://www.umsicht.fraunhofer.de/
[3] Fraunhofer-Institut UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel: 0208 8598 0, mike.schlamann@umsicht.fraunhofer.de, https://www.umsicht.fraunhofer.de/

Anlagen, PV-Anlagen und solarthermische Anlagen, als auch Hybridsysteme, in den Adaptionsschritten berücksichtigt. Zudem wird ein Referenzsystem modelliert, welches das geplante Quartier zu Beginn des Projektes mit den Rahmenbedingungen auf Basis des Jahres 2019 und einem erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerk abbildet. Alle angenommenen Systeme sind flexibel steuerbar und erhalten die Zielfunktion, einen kostenminimalen Betrieb des gesamten Quartiers zu erreichen. Dabei werden sowohl die Kosten des Anlagenbetreibers für den Betrieb der Nahwärmeinsel als auch die Stromkosten der Anwohner an Dritte berücksichtigt.

Durch die Kombination der Adaptionsschritte sowie Szenarien untereinander erweitert sich der Untersuchungsraum erheblich (n = 1 986) im Vergleich zu der Untersuchung in [1], wo ausschließlich das Referenzsystem in den drei Kernszenarien betrachtet wird. Alle potenziellen Kombinationen sind im Optimierungsmodell abgebildet und der Betrieb wird je Kombination optimiert. Um eine geringere Rechenzeit für die hohe Anzahl an Optimierungen zu erreichen, sind die Wärmebedarfe und dezentral eingesetzten Technologien nicht je Netzanschlusspunkt, sondern für die zwei bestehenden Netzstränge in dem Netzgebiet aggregiert modelliert. Aus der resultieren Vielzahl an Ergebnissen werden passgenaue Kombinationen für die zukünftige Adaption KWK-betriebener Nahwärmenetze aufgezeigt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse umfassen zwei Schwerpunkte: Die Erläuterung des erweiterten Szenario-Transfers und die Bewertung der daraus resultierenden Optimierungsergebnisse.

Die Entwicklung der notwendigen Inputwerte und -zeitreihen basiert auf einer Vielzahl von (Szenario-)Studien. Um an dieser Stelle ein Beispiel zu nennen, wird als ein Wirkzusammenhang angenommen, dass sich der erneuerbare Anteil im deutschen Strommix in den drei Kernszenarien auf die Zeitreihe des Börsenstrompreises in Form von steigender Preisvolatilität und einem geringeren Preisniveau auswirkt. Insgesamt werden die Wirkzusammenhänge aus zwölf Schlüsselfaktoren auf elf szenario-sensible Inputwerte und -zeitreihen übertragen. Neben den Inputparametern für das Modell wirken sich die Einflussfaktoren der Szenarien zudem auf die Evaluation der Optimierungsergebnisse durch den szenario-sensiblen erneuerbaren Anteil im Stromnetz und den daraus resultierenden Emissionsfaktoren je Zeitschritt aus. Die anschließende Auswertung aller Optimierungsergebnisse erfolgt in drei Bewertungsdimensionen:

1. Der Anteil der erzeugten erneuerbaren Wärme, kurz: EE-Anteil Wärme
2. Die Betriebskosten für Strom und Brennstoffe des Anlagenbetreibers sowie die Kosten der Anwohner für Reststrom aus dem öffentlichen Stromnetz; dabei werden die Kosten relativ zu den Ergebnissen des Referenzsystems betrachtet
3. Die Summe aus direkten CO_2-Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe im Quartier und indirekte CO_2-Emissionen durch den Stromverbrauch von Anlagenbetreiber und Anwohner

Die Optimierungsergebnisse werden in verschiedenen Fokussen bewertet. Ein Fokus ist die Nutzung der Dachflächen im Quartier durch Photovoltaik-Anlagen oder solarthermischen Anlagen. Ein weiterer Fokus ist die Wahl des zentralen Wärmeversorgungssystems, welche einen großen Einfluss auf alle Bewertungsdimensionen aufweist. Künftig können aufbauend auf den Ergebnissen tiefergehende Auswertungen in Bezug auf die Einflüsse einzelner Adaptionsschritte erfolgen. Dabei wird zum Beispiel untersucht, bei welchen marktpreislichen Verhältnissen und Förderkulissen, welche Versorgungssysteme präferiert betrieben werden.

Referenzen

[1] C. Goetschkes und S. Witkowski, "Bewertung von Energiekonzepten unter zukünftigen Rahmenbedingungen, Use Case: KWK-Nahwärmeinsel im teilsanierten Bestandsquartier" In: Tagungsband des ETG Kongress 2023 in Kassel, 2023, S.759-766

[2] Fraunhofer UMSICHT, “Klimaschonende Wärmeenergie für 836 Wohneinheiten in Oberhausen", *umsicht.fraunhofer.de*, 07.04.2022, Verfügbar unter: https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2021/klimaschonende-waermeenergie.html (Aufgerufen am: 30.11.2023)

7.6.4. Temperature-Level Dependent Modeling of Energy Flows at the Quarter Level

Marius GÜTHS[1], Wiebke GERTH[(*)2], Eric SCHULZE BERGE[(*)], Markus Wolfgang ZDRALLEK

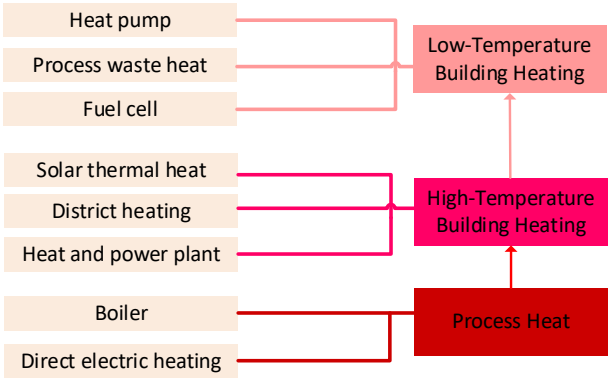
Introduction

Alongside the ecological necessity for decarbonization, economic arguments for an accelerated phase-out of importing fossil fuels have come into focus due to increasing uncertainties in the energy market. The statutory incorporation of mandatory minimum shares of renewable energies in heat supply [1] brings about further changes, rendering a classical sectoral approach (electricity, gas, heat) is no longer effective for planning supply infrastructures in new quarters. Due to legal limitations on the use of fossil fuels and studies indicating a limited future availability of green methane or hydrogen [2], the planning of gas networks for heat supply is under critical review. The overarching goal, considering the altered regulatory and technical conditions, is to develop cross-sectoral planning and operational principles for energy networks explicitly tailored to the planning of new quarters. Modeling and optimizing the occurring energy flows hold a central significance in this context.

Methodology

Embedded within the overall quarter planning is the energy-based optimization, which is conducted using a bottom-up approach. Initially, individual consumer units such as residential and non-residential buildings are considered, and subsequently, the results are juxtaposed with a clustering process across larger system contexts. This involves the use of year-long time series data for both consumption and generation.

Through the process of system modeling, it becomes evident that the temperature level of heat demands holds critical significance for the overall system optimization. This is primarily attributed to the respective efficiency profiles. Efficiency profiles, in this context, are defined as efficiency rates/performance coefficients at different operational points of various technologies used for heat provision.



This represents a significant departure from the established supply planning for heat infrastructure, which is primarily based on the demand for kilowatt-hours and the transportation of corresponding energy quantities. A distinction is made between levels for low-temperature building heating, high-temperature building heating, and process heat. Additionally, there is a backward compatibility designed among these temperature levels (see Figure 1)

Figure 1: Overview of temperature level modeling

In this way, a systematic modeling of energy demands in the quarter is carried out, considering specific requirements regarding the necessary temperatures. Supply possibilities through external infrastructure, such as existing district heating systems, are also considered. For the execution of energy-based optimization, the python-based Open Energy Modeling Framework (OEMOF) is used, which includes a

[1] Stadtwerke Bielefeld GmbH, Schildescher Straße 16, 33611 Bielefeld, +49521-514061, marius.gueths@stadtwerke-bielefeld.de, www.stadtwerke-bielefeld.de
[2] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany

toolbox for modeling energy systems. This allows the representation and parametrization of various generation, conversion, and storage facilities with relevant technical and economic parameters [3]. The existing technical characteristics and dependencies between different technologies are interconnected and modeled across classical sectors during this process. The subsequent optimization can be parameterized considering various optimization goals such as economic efficiency, CO2 optimization, or degree of autonomy.

Results

It is computationally demonstrated that the primary energy usage of heat pumps for decarbonizing the building heat sector is significantly lower compared to efficient combustion systems powered by hydrogen or synthetic natural gas [4]. Combined with an analysis of regulatory requirements for decarbonization, it is inferred that planning gas networks in the low-pressure range to supply residential buildings in new quarters is no longer conducive. This results in a reduction in complexity and costs.

The developed methodology, considering three temperature levels in heat demand, also allows for a more detailed examination of the markedly different efficiency profiles of various heat generation technologies. This method effectively models the possibilities and limitations of the employed technologies, calculating energy flows based on specific quarter requirements and optimization goals.

Acknowledgment

The presented work in this publication is based on research activities, supported by the State of North Rhine-Westphalia. The Funds are based on the directive for granting funds from the "Programm für rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) - Programmbereich Klimaschutztechnik". The described topics are included in the research project “NeuPlan”. Only the authors are responsible for the content of this paper.

References

[1] https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/new-building-energy-act-2185010
[2] Guidehouse Netherlands B.V, 2021: “A Gas for Climate report Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe”, p. 48
[3] https://oemof-solph.readthedocs.io/en/stable/
[4] *Committee on Climate Change: “Hydrogen in a Low Carbon Economy”, November 2018, p. 2*

7.6.5. Gebäudescharfe Analyse der Wärmebedarfssituation im suburbanen Raum am Beispiel der Stadt Wittichenau

Pauline GRUN(*)[1], Joachim SEIFERT[2], Paul SEIDEL[3]

Hintergrund

Die Energiewende in Deutschland kann nur gelingen, wenn zur Planung neuer Versorgungsstrukturen mit möglichst hohem Anteil an erneuerbaren Energien, detaillierte Daten zur aktuellen Bedarfssituation vorliegen. Oftmals sind diese Daten nicht vorhanden bzw. werden von den Akteuren nicht zur Verfügung gestellt. Im nachfolgenden Beitrag wird eine Methodik zur Bedarfsanalyse an einer Kleinstadt in Sachsen dokumentiert. Die präsentierte Methodik kann auf andere energetische Versorgungssysteme (Elektroenergie / Gas) übertragen werden.

Untersuchungsgegenstand / Methodik

Ziel ist das Erstellen von sogenannten Wärmeatlanten, die eine gebäudescharfe Aussage über den Wärmebedarf im Jahresmittelwert für unterschiedliche Entwicklungsszenarien ermöglichen. Umgesetzt wird dies am Beispiel der Stadt Wittichenau in Sachsen. Zur Modellierung dieser Wärmeatlanten werden die georeferenzierten Daten der Stadt Wittichenau genutzt, die durch den Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN) und mittels der Gebäudedaten von OpenStreetMap (OSM), zum Download frei zur Verfügung stehen [1][2][3].

Für die gebäudescharfe Wärmebedarfsermittlung sind weitere Informationen, wie beispielsweise die Anzahl der Wohneinheiten, der Baualtersklasse oder das verwendete Heizungssystem notwendig. Da diese Daten in GeoSN nicht vollständig oder teilweise nicht vorliegen, wurde eine alternative Methodik zur Bestimmung des Wärmebedarfs im Jahresmittelwert pro Gebäude entwickelt. Hierzu wurden, nach Festlegung des Betrachtungsgebietes, Informationen zum jeweiligen Gebäudetyp, zur umgesetzten Wärmeschutzbestimmung und Sanierungszustand (in Abbildung 1 grau markiert) aufgenommen. Die ergänzten Daten beruhen dabei auf äußerlich einsehbaren Merkmalen, die mittels digitaler Ortsbegehungen erkenntlich sind und zuvor klar definiert wurden.

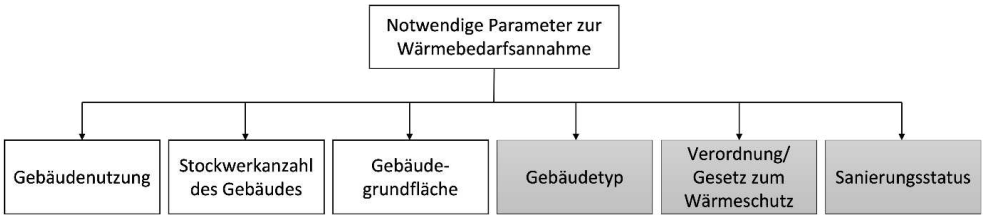


Abbildung 1: Übersicht der benötigten Parameter zur Wärmebedarfsannahme, grau markierte Parameter wurden durch die angewandte Methodik der Gebäudeanalyse durch digitale Ortsbegehungen identifiziert.

Vor allem der Bezug auf die entsprechende Verordnung bzw. das Gesetz und den jeweiligen Sanierungszustand erfordert Annahmen, nach denen die Gebäude energetisch eingeschätzt werden.

[1] TU Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Helmholtzstr.14, 01062 Dresden, +49 (0)351 / 463 35177, pauline.grun@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/die-professur/beschaeftigte/dipl-wi-ing-pauline-grun

[2] TU Berlin / Einstein Center Digital Future, Professur für „Digitale Vernetzung von Gebäuden, Energieversorgungsanlagen und Nutzenden“ & TU Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Helmholtzstr.14, 01062 Dresden, +49 (0)351 / 463 34909, joachim.seifert@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/die-professur/beschaeftigte/joachim_seifert

[3] TU Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Helmholtzstr.14, 01062 Dresden, +49 (0)351 / 463 34639, paul.seidel@tu-dresden.de, https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/die-professur/beschaeftigte/paul_seidel

Die angewandte Methodik beruht auf Merkmalen, welche rein äußerlich einsehbar sind, die typisch für die Region (wie z.B. Schmuckelemente an der Fassade, Knick im Dach) und eindeutig für die jeweilige Bestimmung sind. [4]

Für die Annahme des Wärmebedarfs im Jahresmittelwert wird das Typology Approach for Building Stock Energy Assessment (TABULA) Webtool als Grundlage verwendet [5]. Die bereitgestellten Informationen durch das TABULA Webtool dienen als Referenz, um Annahmen zum Wärmebedarf für den Wärmeatlas zu entwickeln.

Ergebnisse

Es wurden insgesamt 1.176 Gebäude im Wärmeatlas für Wittichenau aufgenommen, analysiert und klassifiziert. Nachfolgend ist ein Ausschnitt des entwickelten Wärmeatlas für Wittichenau dargestellt. Die Gebäude lassen sich nun anhand ihrer Kennung, bestehend aus Gebäudetyp, umgesetzter Wärmeschutzverordnung und Sanierungsstatus, kategorisieren. Der Wärmeatlas stellt damit ein nützliches Tool für die kommunale Wärmeplanung und das Identifizieren von Quartieren und Wärmenetzen dar.

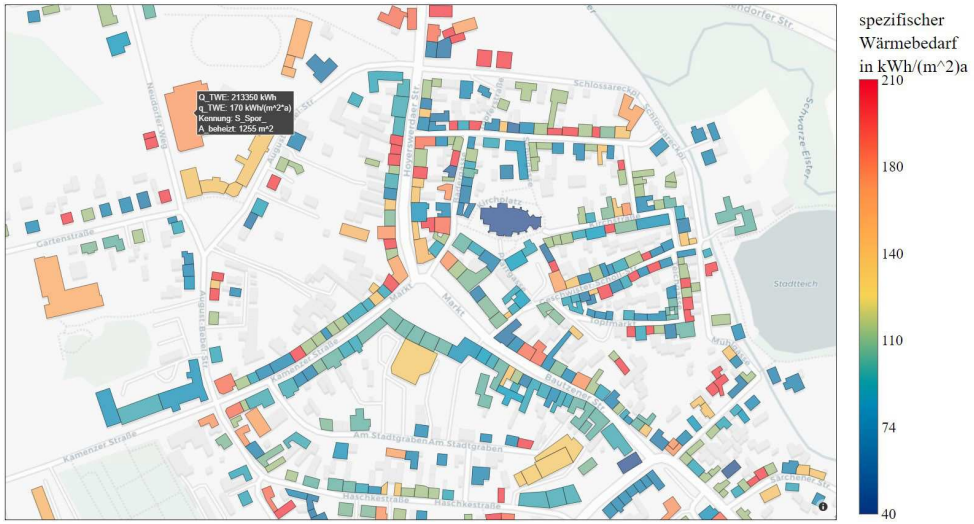


Abbildung 2: Ausschnitt des Wärmeatlas für die Zelle Wittichenau zur Visualisierung des spez. Wärmebedarfs pro Gebäude in kWh/(ma)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle unter dem Förderkennzeichen 46SKD186X gefördert.

Referenzen

[1] Freistaat Sachsen, "Downloadbereich Hausumringe", Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], https://www.geodaten.sachsen.de/downloadbereich-hausumringe-4174.html (Aufgerufen 12. November, 2022).

[2] Freistaat Sachsen, "Downloadbereich Digitale 3D-Stadtmodelle", Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], https://www.geodaten.sachsen.de/downloadbereich-digitale-3d-stadtmodelle-4875.html (Aufgerufen 12. November, 2022).

[3] FOSSGIS e.V., OSM-Schlüssel "building", https://www.openstreetmap.de/ (Aufgerufen 02. Dezember, 2022).

[4] Grun, P.: Analyse eines zellularen Energiesystems im suburbanen Raum am Beispiel der Stadt Wittichenau (südlich von Hoyerswerda). 2023.

[5] Institut Wohnen und Umwelt (IWU), "TABULA WebTool", https://webtool.building-typology.eu/#bm (Aufgerufen 05. Januar 2023).

7.6.6. Die Realisierbarkeit klimaneutraler Stadtteile mit integrierten „Power on Demand“- und „Power to Hydrogen“ Systemen: Eine Modellierungsstudie

Kieran QUAINE[1], Elisabeth SIBILLE[(*)2], Niusha SHAKIBI NIA, Nikolaus FLEISCHHACKER, Günter SIMADER

Angesichts der Klimakrise sehen regionale, nationale und europäische Ressourcen-, Energie- und Klimastrategien den Umbau des Energiesystems von Öl, Kohle und Gas hin zu Strom aus Sonne, Wind und Wasser vor. Daher ist die Entwicklung und Umsetzung von Energietechnologien, die sowohl den „Power on Demand“- als auch den komplementären „Power to Hydrogen“-Prozess unterstützen, von entscheidender Bedeutung [1]. In diesem Projekt wird der „Power-to-Hydrogen“-Prozess als Langzeitspeichertechnologie untersucht, welche bereits bestehende Energieinfrastrukturen von Stadtteilen nutzt [2], [3]. Um den Energiebedarf eines Stadtteils zu decken und eine Netzentlastung zu ermöglichen, werden daher sowohl kurz- als auch Langzeit-Energiespeicher durch den Einsatz von Batterien und elektrolytischem grünem Wasserstoff in das System zur Deckung der Nachfrage neben intermittierenden erneuerbaren Energiequellen (iRES) auf der Ressourcenseite eingeführt [4].

Neben dem „Power to Hydrogen“-Prozess muss überlegt werden, wie elektrolytischer grüner Wasserstoff das Energiesystem von Stadteilen (Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebiete) unterstützen kann [5]. Daher konzentriert sich diese Arbeit auf die Gegenüberstellung verschiedener Werkzeuge zur Modellierung und Simulation der Energiebilanz von Stadtteilen und deren Fähigkeit, wasserstoffbasierte Lösungen einzubeziehen.

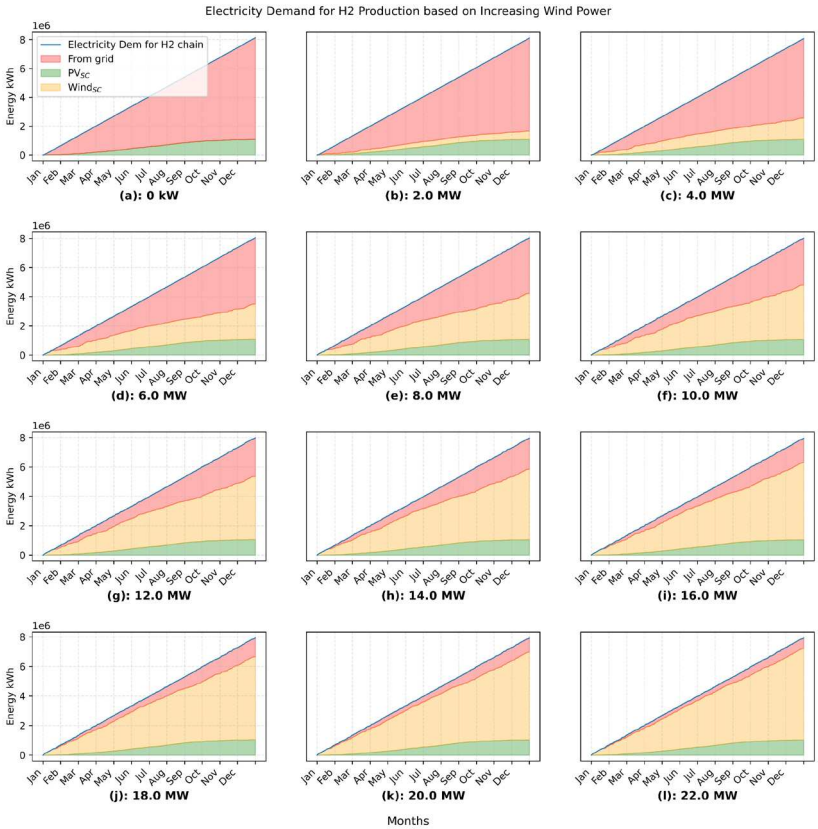


Abbildung 1: Die Auswirkung der Erhöhung des Windkraftpotenzials auf die grüne Wasserstoffproduktion.

[1] FEN Research GmbH, Technikerstraße 1/3 6020 Innsbruck, +43 (0)512 20903900, info@fen-research.org, https://www.fen-research.org
[2] Österreichische Energieagentur, Mariahilfer Straße 136 1150 Wien, +43 (0)1 586 15 24-0., office@energyagency.at, https://www.energyagency.at

Dazu werden drei Anwendungsfälle betrachtet: Die MPREIS-Wasserstoffproduktionsanlage in Völs (Tirol), eine lokale Energiegemeinschaft in der Umgebung des Green Energy Center Europe [6], [7] und eine abgelegene Energiegemeinschaft in Gasen (Steiermark). Die Auswahl der Modellierungs- und Simulationswerkzeuge hat für diese Forschungsarbeit hohe Bedeutung, da die derzeitigen Werkzeuge oft nicht ausreichend sind [8]-[10].

Anhand der gewählten Werkzeuge soll die Realisierbarkeit von klimaneutralen und autonomeren Stadtteilen auf der Grundlage von „Power to Hydrogen“ durch Netzentlastung (Grid Service) diskutiert werden. Anschließend werden Empfehlungen zur angemessenen Integration von Wasserstofflösungen in die Modellierungsschemata gegeben, sowohl im Hinblick auf die Formulierung als auch auf die Simulation zukünftiger Projekte. Die Empfehlungen werden in der Form von Abbildung 1 dargestellt. Hier wird gezeigt, dass es möglich ist durch eine Sensitivitätsanalyse der verfügbaren Photovoltaik- (PV) und Windenergie-Kapazitäten grünen Wasserstoff zu gewinnen.

Acknowledgement

Dieses Projekt wird von der österreichischen IEA-Forschungskooperation im Auftrag des Bundesministeriums für Klimapolitik, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie unterstützt. Darüber hinaus möchten wir auch der Green Energy Center Europe Codex Partnership und insbesondere MPREIS für die Bereitstellung von Ressourcen für diese Forschung danken.

Referenzen

[1] S. S. Oncel, „Green energy engineering: Opening a green way for the future“, J Clean Prod, Bd. 142, S. 3095–3100, Jän. 2017, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2016.10.158.

[2] G. Simader und P. Vidovic, „IEA Fortschrittliche Brennstoffzellen (AFC) Annex 33: Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen“, 2019.

[3] K. Leonhartsberger u. a., „High-Level description of use-Cases and business models“. Zugegriffen: 27. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://project-clue.eu/deliverables/

[4] P. Jain, „Hydrogen the fuel for 21st century“, Int J Hydrogen Energy, Bd. 34, Nr. 17, S. 7368–7378, Sep. 2009, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2009.05.093.

[5] H. Ishaq, I. Dincer, und C. Crawford, „A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities“, Int J Hydrogen Energy, Bd. 47, Nr. 62, S. 26238–26264, Juli 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.11.149.

[6] N. Fleischhacker u. a., „Establishment of Austria’s First Regional Green Hydrogen Economy: WIVA P&G HyWest“, Energies Journal, 2023.

[7] „Successful EU project: Plant is used for research and produces green hydrogen“, Mein Bezirk. Zugegriffen: 21. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.meinbezirk.at/innsbruck/c-wirtschaft/anlage-dient-der-forschung-und-produziert-gruenen-wasserstoff_a5912296

[8] J. Allegrini, K. Orehounig, G. Mavromatidis, F. Ruesch, V. Dorer, und R. Evins, „A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 52, S. 1391–1404, Dez. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2015.07.123.

[9] M. Murakami u. a., „Simulation tool for planning smart urban districts in a sustainable energy supply – integrating several sectors in high resolution“, J Phys Conf Ser, Bd. 1343, Nr. 1, S. 012110, Nov. 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1343/1/012110.

[10] [E. Sibille, M. Chriti, G. Simader, und P. Vidovic, „Einsatz von dezentralen Brennstoffzellen in klimaneutralen Quartieren. Eine ‚Statde of the Art‘ Studie mit der Analyse von bestehenden Quartieren im Bezug auf Klimaneutralität sowie die eingesetzten Komponenten“, 2023.

8 ENERGIESPEICHERUNG UND MOBILITÄTSZUKUNFT

8.1. ENERGIESPEICHERUNG

8.1.1. Analyse des Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherbedarfs in Österreich für 2040

Robert GAUGL[1], Jean-Yves BEAUDEAU[2], Katharina GRUBER, Stephan ÖSTERBAUER, Christian TODEM, Stefanie SCHREINER, Valentin WIEDNER, Sonja WOGRIN

Motivation

Das österreichische Elektrizitätssystem steht vor einer zunehmenden Anzahl von Herausforderungen, die nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch die Nachhaltigkeitsziele Österreichs betreffen. Im Rahmen des European Green Deal der Europäischen Union (EU) hat sich Österreich verpflichtet, bis 2040 klimaneutral zu sein und bis 2030 100% erneuerbare Energie (national bilanziell) im Stromsektor zu erreichen [1]. Diese ehrgeizigen Ziele werden durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) unterstützt, das den Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich fördert [2]. Das EAG gibt jedoch nur Ausbaupfade für die erneuerbaren Energieträger (Wind, PV, Wasser, Biomasse) vor, quantifiziert hingegen nicht die leistungs- bzw. energiebezogenen Kapazitäten an Speichertechnologien (zusätzlichen zu den bis dato installierten), die notwendig sind, um die vollständige Klimaneutralität des österreichischen Elektrizitätssystems zu erreichen. Diese Speichertechnologien müssen nicht nur kurzfristige Schwankungen im Stromangebot und -bedarf ausgleichen, sondern auch für mittel- und langfristige Speicherung sorgen, um Perioden mit weniger Erzeugung aus variablen Erneuerbaren bzw. saisonale Schwankungen auszugleichen. Die Studie ÖSpeicher2040, welche im Rahmen dieses Papers vorgestellt wird, widmet sich den Herausforderungen, vor denen das Elektrizitätssystem in Österreich steht, und beleuchtet den Bedarf von Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern im Jahr 2040.

Methodik

Die Untersuchungen zur Ermittlung der Speicherkapazitäten im österreichischen Elektrizitätssystem werden mithilfe des elektrizitätswirtschaftlichen Optimierungsmodells *LEGO* durchgeführt, das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) entwickelt und betrieben wird [3]. Für die Durchführung dieser Analyse wird das in LEGO implementierte *Net Transfer Capacities Modell* (NTC-Modell) mit einer zeitlichen Auflösung von 8760 Stunden verwendet. Die festgelegten NTCs definieren die Grenzwerte für den Austausch elektrischer Energie zwischen den einzelnen Zonen. Im verwendeten NTC-Modell wird jede Zone (entspricht meist einem Land) durch einen Knoten dargestellt, auf dem sämtliche in dieser Zone vorkommenden Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind. Österreich wird in dieser Studie detaillierter mit 10 Knoten (9 Bundesländer + Osttirol) modelliert. Die räumliche Auflösung dieser Studie inklusive der NTC-Verbindungen zwischen den Zonen ist in Abbildung 1 dargestellt. Die installierten Kraftwerksleistungen je Zone, mit Ausnahme von Österreich und Deutschland sind dem TYNDP2022 [4] aus dem Szenario Distributed Energy entnommen. Für Österreich wurden die für 2040 erwarteten Kraftwerksleistungen und der Verbrauch (unterschiedliche Szenarien) auf die 10 Zonen regionalisiert. Für Deutschland wurden die erwarteten Kraftwerksleistungen und der Verbrauch aus dem erst kürzlich veröffentlichten Netzentwicklungsplan 2037 mit Ausblick auf 2045 [5] entnommen. Für die Ermittlung der Werte für 2040 wurde eine lineare Interpolation der Werte von 2037 und 2040 vorgenommen. Im Basisszenario wird eine ungesteuerte Erzeugung (PV, Wind, Laufwasser sowie andere Bandlasten) von 165 TWh und ein Jahresverbrauch

[1] Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz, +43 316 873 7904, robert.gaugl@tugraz.at, https://iee.tugraz.at
[2]Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, +43 664 8286149, valentin.wiedner@apg.at, www.apg.at

von 141 TWh für Österreich im Jahr 2040 angenommen. Das Szenario wird sowohl unter Berücksichtigung erlaubter Abregelung erneuerbarer Energien als auch ohne diese Abregelung simuliert, um die Auswirkungen auf den Speicherausbau zu analysieren.

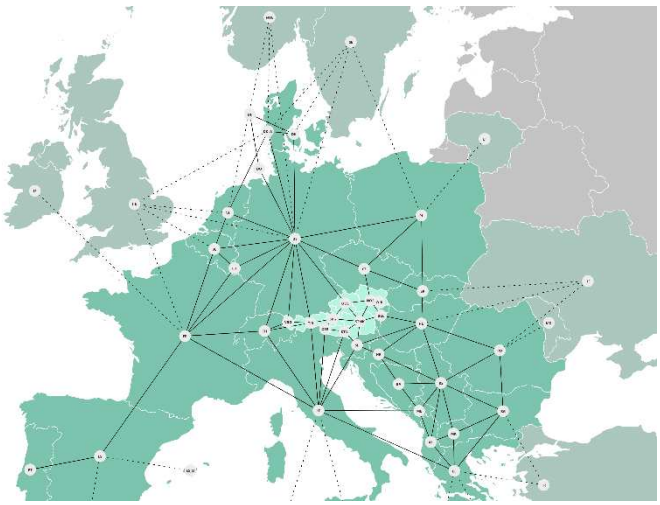


Abbildung 1: Berücksichtigte Zonen und NTC-Verbindungen für das Jahr 2040. Strichlierte Verbindungen sind durch fixe Import-/Exportzeitreihen vorgegeben.

Ergebnisse

Im Basisszenario mit erlaubter Abregelung kommt es zu einem Speicherbedarf von 3,5 TWh (0,6 TWh Langzeit, 1,4 TWh Mittelzeit und 1,5 TWh Kurzzeit). Es kommt zur Abregelung von insgesamt 33,4 TWh.

Wenn die Abregelung Erneuerbarer nicht erlaubt ist, dann erhöht sich der Speicherbedarf auf 20,6 TWh (2,1 TWh Langzeit, 3,8 TWh Mittelzeit und 14,7 TWh Kurzzeit). Aufgrund der Nicht-Abregelung erhöht sich der Stromexport von 32,9 TWh auf 54,4 TWh, während der Stromimport von 32,9 TWh auf 26,2 TWh sinkt.

Basierend auf den Ergebnissen des Basisszenarios können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Eine Erweiterung der Speicherkapazitäten reduziert die Abhängigkeit von Stromimporten.
- Es besteht ein Zusammenhang zwischen dem Ausbau von Speicherkapazitäten und dem Ausmaß der Abregelung. Durch einen Ausbau der Speicherkapazitäten kann die Höhe der abgeregelten Energie Erneuerbarer verringert werden.
- Von regulatorischer Seite aus bedarf es einer Klärung darüber, ob und in welchem Umfang eine Abregelung zulässig ist.

In der Langfassung wird das Modell eingehender erläutert, die Ergebnisse werden detaillierter ausgeführt, und zusätzlich werden die Resultate der Sensitivitätsanalysen bezüglich der Übertragungskapazitäten ins Ausland, der Investitionskosten für die Speicher, verschiedener Klimajahre sowie weiterer installierter Leistungen und des Verbrauchs in Österreich (auf Basis der ÖNIP-Daten) präsentiert.

Referenzen

[1] Europäische Kommission, “Der europäische Grüne Deal,” Mitteilung der Kommission an das Eur. Parlam. den Eur. Rat, den Rat, den Eur. Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Reg., pp. 1–29, 2019.

[2] Oesterreichischer Nationalrat, “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket, BGBl. I Nr. 150/2021.2021.” Oesterreichischer Nationalrat, Vienna, Austria, 2021.

[3] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, “LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,” SoftwareX, vol. 19, p. 101141, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.SOFTX.2022.101141.

[4] ENTSO-E, “TYNDP 2022 Scenario Report,” no. April. 2022. [Online]. Available: https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/

[5] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and GmbH TransnetBW, “Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf.” 2023.

8.1.2. Optimierter Speicherbedarf in Pumpspeicherkraftwerken für Europa mit 100% erneuerbarem Strom

Wolfgang RICHTER[1,2], Franz Georg PIKL, Gerald ZENZ, Kaspar VEREIDE[3], Elena PUMMER, Leif LIA

Einleitung

Die Stromspeicherung ist eine grundlegende Voraussetzung für die globale Umstellung auf ein erneuerbares und dekarbonisiertes Energiesystem. Mehrere Technologien konkurrieren miteinander, und der Weg zu diesem Ziel wird auf vielen verschiedenen Ebenen und zwischen verschiedenen technischen Ansätzen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen vorangetrieben.
Pumpspeicherkraftwerke bieten eine ausgereifte und hocheffiziente Lösung zum Energieausgleich und zur Energiespeicherung, welche seit mehr als 110 Jahren genutzt und weiterentwickelt wird. Die Autoren zeigen, dass Pumpspeicherkraftwerke ein nachhaltiger Schlüssel für eine effiziente und nachhaltige globale Energiewende mit einem erhöhten Grad der Elektrifizierung sind.

In diesem Artikel werden Speichertechnologien verglichen und eine Fallstudie vorgestellt, wobei eine 100%ige Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Europa erreicht wird. Dazu werden die stündlichen Produktionsdaten der erneuerbaren Energiequellen aus den Jahren 2020 bis 2022 dahingehend extrapoliert um bilanziell 100% des Bedarfs in Europa zu decken. Insbesondere werden Wind und Solarkraft für jedes Jahr fiktiv mit einem spezifischen Ausbaufaktor multipliziert. Der Artikel zeigt, wie eine vollständige erneuerbare Produktion durch die Integration von Pumpspeicherkraftwerken bzw. in Kombination mit großen Wasserspeichern ermöglicht wird.

Es wird der Einfluss zwischen einem Ausbau mit ausgeglichenem Wind - Sonnenkraftausbau und ein sonnenkraftzentriertes System dargestellt

Die Publikation orientiert sich an Artikeln der Autoren von 2020 [49] und 2022 [50] welcher durch aktuelle Daten und Darstellungen sowie der Europäischen Betrachtung ergänzt wird.

Methodik

Die Erzeugungsdaten auf Basis von Stundenwerten [51] werden durch Multiplikatoren der Erneuerbaren Erzeugung extrapoliert um theoretisch 100% des Verbrauchs für die untersuchten Jahre rein mit erneuerbarer Stromerzeugung decken zu können. Daraus wird abgeleitet wieviel Zubau von Wind- und Sonnenkraft notwendig ist, sowie die notwendigen optimierten Speichermengen bzw. Ausgleichsleistung um dies zu gewährleisten. Annahme ist ein ideales Netz.

Ergebnisse

Aus der Extrapolation einer idealen Erzeugung lässt sich ein idealer Speicherbedarf und Bedarf von Ausgleichsleistung für Europa für eine Deckung des Stromverbrauchs durch 100% Erneuerbare ermitteln.

[1] Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Stremayrgasse 10/II, Tel.: +43 316 873 hydro@tugraz.at
[2] Research Center for Energy Economics and Energy Analytics (ENERGETIC), TU Graz
[3] Norwegian University of Science and Technology Dep. of Civil and Environmental Engineering S.P. Andersens veg 5, 7491 Trondheim, Norway, kontakt@ibm.ntnu.no

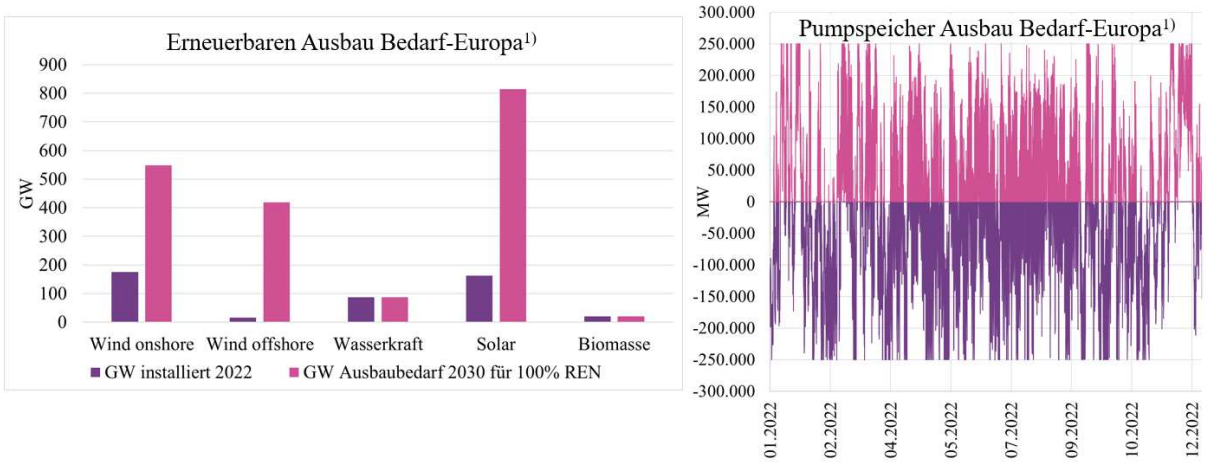


Abbildung 1: Bedarf für den Ausbau der Erneuerbaren und Speicher in Form von Pumpspeicherkraftwerke für Europa auf Basis von 100% Erneuerbare für 2030

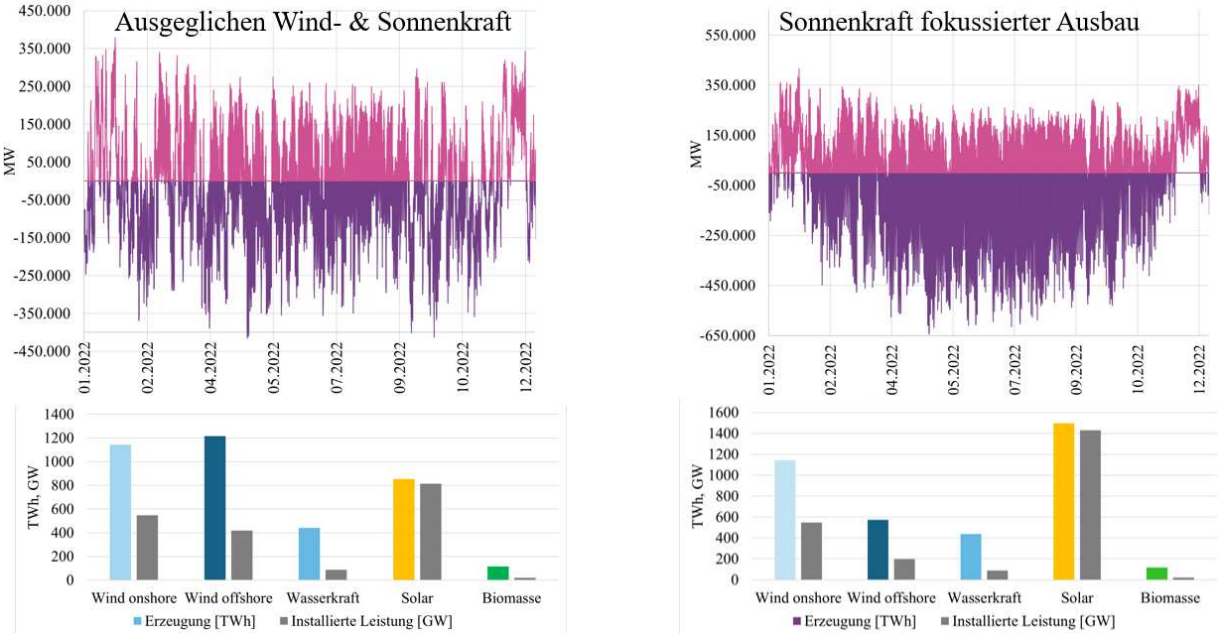


Abbildung 2: Vergleich von Ausgeglichenem Wind- Sonnenkraft Ausbaus zu einem sonnenkraftfokusierten erneuerbaren Stromsystem für Europa für 2030

1) Länder Europa (AT, BA, BE, CZ, DK, EE, ES, FI, FR, GR, HR, HU, IE, IT, LT, LU, LV, MD, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK)

Referenzen

[1] W. Richter, F. Pikl, G. Zenz, K. Vereide, E. Pummer und L. Lia, „Economic and Sustainable Energy Transition Enabled by Pumped-Storage Hydropower Plants," in Proceedings of Hydro Conference - Strasbourg - online, 2020

[2] W. Richter, F. G. Pikl, G. Zenz, K. Vereide , E. Pummer und L. Lia, „Optimierter Speicherbedaf für 100% Erneuerbaren Strom," in 17. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 2022.

[3] E. Charts, ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2023. [Online]. Available: https://www.energy-charts.info

8.1.3. MILES - Mittel- und Langzeitspeicher im österreichischen Elektrizitätssystem 2030

Thomas KLATZER[1], David CARDONA VASQUEZ, Magdalena PAURITSCH[2], Viktor HACKER, Sonja WOGRIN

Einführung

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [1] hat sich Österreich ein ambitioniertes energie- bzw. klimapolitisches Ziel gesetzt und damit den ersten Schritt in Richtung Klimaneutralität 2040 eingeleitet. Zwar definiert das EAG Ziele für die erneuerbare Erzeugung in 2030 (woraus sich der notwendige Kapazitätsausbau ableiten lässt) − Ziele für den damit einhergehenden Ausbau von Speichertechnologien werden jedoch nicht konkretisiert. Im Forschungsprojekt MILES wurde die optimale Ausbauplanung der Kapazität an Erneuerbaren (zur Erreichung von 100% erneuerbarem Strom national billanziell) und Speichertechnologien untersucht, Speicher-Zyklenzahlen ermittelt und notwendige Preis-Spreads für die Profitabilität von Speichern approximiert.

Methode

Um den systemkostenoptimalen Ausbau und Betrieb von Erneuerbaren und Speichertechnologien zu planen, wird das österreichische Elektrizitätssystem im Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) [2] Modell abgebildet. Zielfunktion von LEGO ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung technischer Realitäten wie Lastflüssen im Übertragungsnetz (220 und 380 kV, DC-optimal power flow), Kraftwerkseinsatzplanung, Speichertechnologien etc. Der betrachtete Planungszeitraum im Modell beträgt ein Jahr, bei einer zeitlichen Auflösung von 2 Stunden. Als Ausgangsbasis für die Ausbauplanung wird das existierende Elektrizitätssystem (Kraftwerkspark, Umspannwerke, Übertragungsnetz, Strombedarf, Importe/Exporte, Kapazitätsfaktoren, Zuflüsse) des Jahres 2020 abgebildet und das Modell wird durch den Vergleich mit der tatsächlichen Erzeugung je Technologie validiert. Für die systemkostenoptimale Ausbauplanung 2030 werden LEGO Investitionskandidaten (PV, Wind, Biomasse, neue Speichertechnologien) zur Verfügung gestellt (endogene Modellentscheidung). Ziel ist es dabei, den erwarteten Strombedarf in 2030 unter Einhaltung der EAG-Ziele zu decken. Dazu wird die geplante Jahreserzeugung je Technologie als untere Grenze im Modell vorgegeben. Im Gegensatz zu den endogenen Modellentscheidungen wird der Ausbau von Wasserkraft (Lauf, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) exogen vorgegeben. Eine umfassende Literaturanalyse zeigt, dass bis 2030 großtechnisch anwendbare Speichertechnologien in Österreich auf Li-Ionen Batterien (BESS), Vanadium Redox Flow Batterien sowie Technologieketten aus Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyseur, Wasserstoff-Hochdruckstahltanks (gasförmig) und PEM-Brennstoffzelle beschränkt sind.

Neben Speicherinvestitionen stehen dem Optimierungsmodell die Flexibilitätsoptionen Exporte bzw. die Abregelung von PV und Wind zur Verfügung. Die zugrundeliegenden Exportzeitreihen entsprechen jenen von Österreich in 2020 mit der Option, zusätzlich bis zu 10 TWh zu exportieren. Die Importzeitreihen werden vorgegeben.

Ergebnisse

Die analysierten Fallstudien zeigen klar den steigenden Flexibilitätsbedarf im hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystem 2030. Wird die Abregelung von PV und Wind uneingeschränkt zugelassen, beläuft sich der Zubau Erneuerbarer auf: Wind +5,12 GW; PV +15,90 GW; Biomasse +0,13 GW; jener von Speichern ist mit +0,04 GW BESS (Energy-to-power ratio (ETP) 2h) jedoch marginal. Unter diesen Annahmen decken (Pump-)speicher den Speicherbedarf ab. Verglichen mit 2020 steigt die für den

[1] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873-7908, thomas.klatzer@tugraz.at, https://www.tugraz.at/institute/iee/home
[2] Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik (CEET), TU Graz, Inffeldgasse 25/C/III, 8010 Graz, https://www.tugraz.at/institute/ceet/home
[3] Research Center ENERGETIC, TU Graz, Rechbauerstraße 12, 8010 Graz, https://shorturl.at/dCGP3

Pumpbetrieb aufgewendete Energie von 4,78 auf 6,87 TWh (+44%) (Abbildung 1 (links)). Durch den massiven Ausbau von PV kommt es vor allem in den Sommermonaten zu Exporten, welche von 22,33 TWh in 2020 auf 24,69 TWh steigen. In Summe kommt es in diesem Szenario zu 4,28 TWh abgeregelter Energie. Die Gesamtsystemkosten betragen € 2.170 Mio.

Wird die Abregelung von PV und Wind mit maximal 10% der potentiell erzeugbaren Energie je Zeitschritt limitiert (Abbildung 1 (rechts)), verschieben sich die Investitionen von PV zu BESS: Wind +4,92 GW; PV +10,49 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS +1,92 GW (2h 0,37 GW; 4h 0,59 GW; 6h 0,96 GW). Die für den Pumpbetrieb aufgewendete Energie steigt auf 12,55 TWh und durch den geänderten Systemausbau und -betrieb betragen die Gesamtsystemkosten € 2.445 Mio. Bemerkenswert ist, dass Wasserstoff zur Energiespeicherung in 2030 (bei systemkostenoptimalem Ausbau) noch keine Rolle spielt.

Die investierten BESS erreichen durchschnittlich 1,3 (2h), 1,5 (4h) bzw. 0,7 (6h) Zyklen pro Tag. Anhand dieser Zyklenzahlen können die notwendigen Spreads (Preisdifferenz beim Laden- bzw. Entladen) approximiert werden damit BESS ihre annualisierten Investitions- und Betriebskosten amortisieren. Demnach wäre bei einem durchschnittlichen Ladepreis von z.B. 10 €/MWh ein Preis-Spread von ca. 58 €/MWh notwendig, damit die investierten BESS (4h) einen Profit von Null erzielen.

Die untersuchente Szenarien zeigen klar, dass sich die (limitierte) Abregelung von PV und Wind stark auf Speicherinvestitionen auswirkt und demnach als Flexibilitätsoption in der Ausbauplanung Berücksichtigung finden sollte.

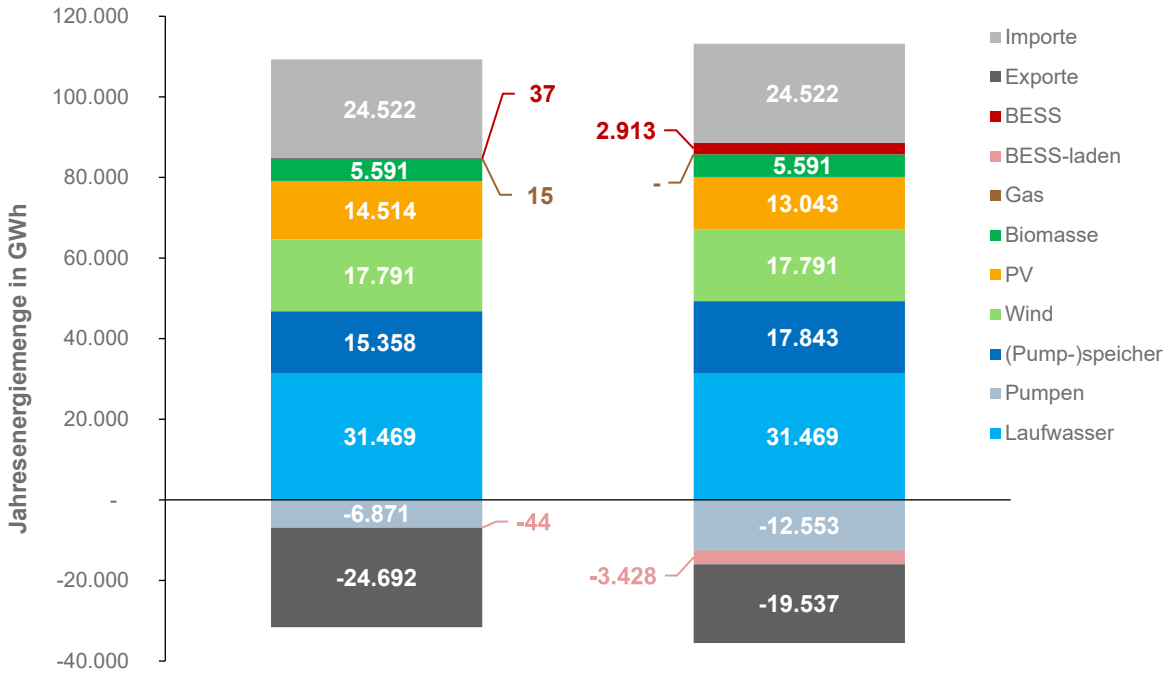


Abbildung 1: Jahresenergiemenge je Technologie bei uneingeschränkter Abregelung von PV und Wind (links) und bei maximal 10% Abregelung je Zeitschritt (rechts).

Projektfinanzierung

Dieses Projekt wird aus Mitteln der FFG gefördert. www.ffg.at

Referenzen

[1] Rechtsinformationssystem des Bundes, “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG),” 2021. https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619.

[2] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, “LEGO: The Open-Source Low-Carbon Expansion Generation Optimization Model,” *SoftwareX*, vol. 19, p. 101141, 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101141.

8.1.4. Innovative saisonale Energiespeicherung mit Eisenoxiden

Magdalena PAURITSCH(*)[1], Michael LAMMER, Claudia PRÖLL, Fabio BLASCHKE, Viktor HACKER

Systemkonzept

Die Verwendung von Metalloxiden zur Erzeugung von Wasserstoff und zur Speicherung des chemischen Potentials gewinnt zunehmend an Bedeutung. Eisenoxide können in Chemical Looping Prozessen als umweltfreundlicher, kostengünstiger und einfach zu verwendender Sauerstoffträger für die Energiespeicherung eingesetzt werden. Die Reduktion des Metalloxids mit Wasserstoff oder anderen reduzierenden Gasen dient als Ladeprozess, wobei die chemische Energie im Sauerstoffträgermaterial gespeichert wird. Die erneute Oxidation des Metalls mit Wasserdampf setzt reinen Wasserstoff und Wärme frei. Die zeitliche Trennung der Reduktionsstufe von der Oxidationsstufe ermöglicht ein verlustarmes, hochreines Speichersystem mit hoher Zyklenstabilität, das sich besonders für die saisonale Speicherung eignet [1,2,3,4]

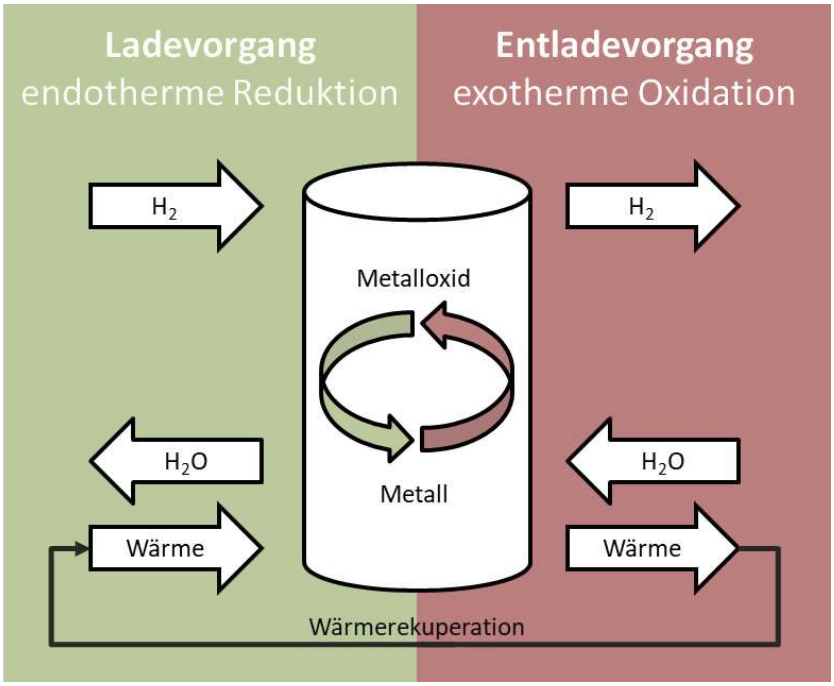


Abbildung 1

Eine 10-kW-Demonstrationsanlage mit einem Festbett-Chemical-Looping-Reaktor wurde zur Untersuchung dieser Energiespeichereigenschaften verwendet. Fe_2O_3 diente als Ausgangsstoff für den zyklischen Redoxbetrieb. Al_2O_3 bildete einen inerten Stabilisator, der für die notwendige zyklische Stabilität bei 850 °C sorgte und somit die Freisetzung von hochreinem Wasserstoff bei hoher Speichereffizienz des Materials ermöglichte. Die für die endotherme Reduktion notwendige Wärme wird im folgenden exothermen Entladeschritt wieder frei. Die Implementierung eines Systems zur effektiven Rekuperation der Reaktionsenthalpie bzw. Prozesswärme steht im Zentrum der Prozessoptimierung. Dabei soll die freiwerdende Wärme genutzt werden, um den nächsten Ladeschritt zu unterstützen und die Gesamteffizienz des Prozesses steigern.

Nicht nur Wasserstoff, sondern auch andere reduktive Gase, können je nach Temperatur und Verweilzeit bzw. Raumgeschwindigkeit zum Aufladen des Speichers genutzt werden. So kann zum Beispiel auch Biogas oder Holzgas genutzt werden, um Wasserstoff zu erzeugen. Da nur die chemische

[1] Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik, Inffeldgasse 25C, 8010 Graz

Energie der Brenngase im Metalloxid gespeichert wird, kann Wasserstoff mit sehr hoher Reinheit produziert werden.

Eckdaten

- Gravimetrische Speicherdichte ca. 4%
- Speicherkapazität von ca. 0,66 kWh/kg Fe_2O_3
- Materialkosten von 16 EUR/t H_2
- Wasserstoffreinheit von >99,999%

Referenzen

[1] [Gamisch B, Gaderer M, Dawoud B. On the development of thermochemical hydrogen storage: An experimental study of the kinetics of the redox reactions under different operating conditions. Appl Sci 2021;11:1–16. https://doi.org/10.3390/app11041623.

[2] Bock S, Pauritsch M, Lux S, Hacker V. Natural Iron Carbonate Ores for Large-scale Hydrogen and Energy Storage-Conceptualization and Experimental Study 2022.

[3] [Brinkman L, Bulfin B, Steinfeld A. Thermochemical Hydrogen Storage via the Reversible Reduction and Oxidation of Metal Oxides. Energy & Fuels 2021:acs.energyfuels.1c02615. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02615.

[4] Lustenberger U. Steam-iron based seasonal energy and hydrogen storage. ETH Zürich, 2022. https://doi.org/https://doi.org/10.3929/ethz-b-000589101.

8.1.5. Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im 110-kV-Netz

Benjamin STÖCKL(*)[1,2], Thomas KLATZER, Gerhild SCHEIBER[3], Alexandra FROSCHAUER, Sonja WOGRIN

Einführung

Um die CO_2-Neutralität zu erreichen und somit langfristig dem Klimawandel entgegenzuwirken, haben die Europäische Union und Österreich Klimaziele festgelegt, welche einen konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien fordern [52], [53]. Die damit verbundene Integration variabler erneuerbarer Erzeuger wie Wind und Photovoltaik (PV) führt, aufgrund ihres dezentralen, dargebotsabhängigen Charakters bereits heute zeitweise zu einer starken Belastung der Verteilnetze. Deren Ausbau ist üblicherweise mit langen Projektlaufzeiten und aufwendigen Genehmigungsverfahren verbunden. Der Einsatz von Energiespeichern hat das Potential zum kurzfristigen Aufschub des Netzausbaus, wobei davon ausgegangen wird, dass dafür vorwiegend Batterieenergiespeichersysteme (BESS) wirtschaftlich eingesetzt werden können [54]. Dies wirft jedoch folgende Fragen auf: An welchen Standorten im Netz sollten Batteriespeicher platziert werden um für die Gesamtsystemkosten optimal zu sein? Bei welchen Investitions- und Betriebskosten wird ein wirtschaftlicher Einsatz von BESS möglich? Wie wirkt sich die potenzielle Abregelung von variablen Erneuerbaren auf deren Einsatz aus? Dieser Konferenzbeitrag untersucht die genannten Fragestellungen in einem Teilgebiet des oberösterreichischen 110-kV-Netzes und dessen Entwicklung im Sinne des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes bis 2030 [53].

Methodik

Die Modellierung des Energiesystems wird im Low-Carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Model vorgenommen. Das LEGO-Modell ist ein open-source Optimierungsmodell zur Betriebs- und Ausbauplanung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur. Der modulare Aufbau ermöglicht einen flexiblen Einsatz, angefangen bei der frei wählbaren zeitlichen Struktur, über technische Aspekte, bis zur Berücksichtigung politischer Aspekte wie ein Maximum an CO_2-Emissionen [55].

Das Ziel des Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten, welche sich aus der Summe der Betriebs- und Investitionskosten von Erzeugern, BESS und Netzbetriebsmitteln zusammensetzen, wobei ein Jahr mit 8760 Stunden modelliert wird. Bei der Netzabbildung werden 110-kV-Leitungen und die Transformatoren zur Mittelspannungsebene (MS) berücksichtigt. Die Systemgrenzen stellen die Übergabestellen zum Netz der Austrian Power Grid (APG) und in andere Netzgebiete dar, an welchen Energie im- bzw. exportiert werden kann. In das Modell werden thermische Kraftwerke, Pumpspeicher-, Speicher- und Laufkraftwerke sowie PV- und Windanlagen implementiert, wobei dezentrale Erzeuger an den MS-Umspannwerken aggregiert abgebildet werden. Zuflüsse und Erzeugungsprofile der erneuerbaren Erzeuger werden anhand von Daten der Netz OÖ GmbH vorgegeben. Als Investitionsoptionen stehen im Modell BESS, Leitungen, Transformatoren und PV-Anlagen zur Verfügung [56]. Die Untersuchung des Einsatzes der BESS erfolgt für das Jahr 2030, wobei die Vorgaben betreffend Energy-to-Power-Ratio, der Abregelung von Erneuerbaren, den Kosten bei Tiefenentladung bzw. Investitionskosten variiert werden.

Ergebnisse

Der Einsatz von BESS wird in sieben Fallstudien untersucht, wobei auf eine Fallstudie genauer eingegangen wird. Generell deuten die Modellergebnisse darauf hin, dass der Einsatz von BESS zukünftig zu einer Minderung der Gesamtsystemkosten führen kann. In der näher betrachteten Fallstudie konnte diese Minderung durch BESS allerdings erst bei einer Reduktion der

[1] Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, benjamin.stoeckl@student.tugraz.at, www.iee.tugraz.at
[2] Research Center ENERGETIC, TU Graz, Rechbauerstraße 12, 8010 Graz
[3] Energie AG Oberösterreich, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz, gerhild.scheiber@energieag.at, www.energieag.at

Investitionskosten der BESS von 10% im Vergleich zu [56] erreicht werden. Abbildung 1 zeigt die Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie der Jahre 2022 und 2030. Es zeigt sich, dass trotz einer erwarteten Verbrauchssteigerung von 420 GWh die Importe sowie die Erzeugung aus Gas deutlich reduziert werden können. Aufgrund der Investitionen in PV kann die erzeugte Jahresenergiemenge von 381 GWh (2022) auf 2 070 GWh (2030) erhöht werden, was zu einem Erneuerbaren-Anteil von 48% des gesamten Verbrauchs führt.

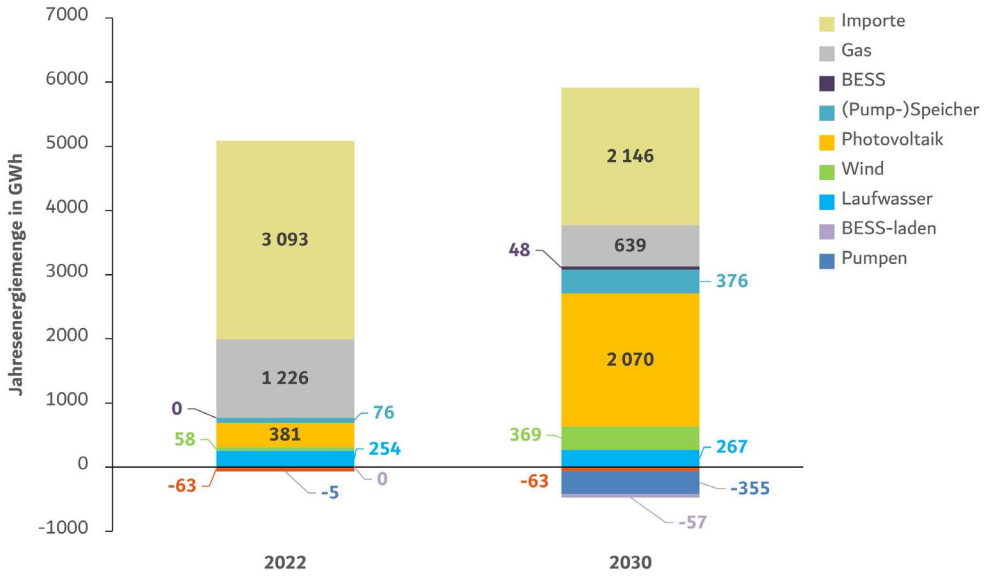


Abbildung 1: Vergleich der Jahresenergiemenge je Erzeugertechnologie in den Jahren 2022 und 2030

Die Gesamtleistung der investierten BESS beträgt 31 MW und es werden ausschließlich BESS mit einer Speicherdauer von 5 Stunden errichtet. Da die Batteriespeicher primär dafür eingesetzt werden, einen Teil des PV-Überschusses aufzunehmen und in Abend- bzw. Morgenstunden wieder abzugeben, werden innerhalb des Jahres 276 Volladezyklen durchlaufen. Zusätzlich werden sie vom Optimierungsmodell so im Netzgebiet positioniert, dass Leitungen gleichmäßiger ausgelastet werden und somit der Energietransport gesteigert werden kann. Diese (gesamtsystemkostenoptimale) Betriebsweise der Speicher ist nach aktuellen gesetzlichen Vorgaben (Unbundling) praktisch jedoch nicht umsetzbar.

Referenzen

[1] Europäische Kommission, „Umsetzung des europäischen Grünen Deals," 2021. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de.

[2] „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)," BGBl. I Nr. 150/2021.

[3] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes und I. Staffell, „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies," 2019. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008.

[4] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer und U. Bachhiesl, „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model," 2021. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141.

[5] W. Cole und A. Karmakar, „Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update," Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2023. [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf.

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

8.1.6. Replacing diesel-driven generators with batteries to power islanded grids: Modeling and performance comparison

Claudia BERNECKER-CASTRO[1], Johanna TIMMERMANN, Rolf WITZMANN, Tobias LECHNER, Sebastian SEIFRIED, Michael FINKEL, Kathrin SCHAARSCHMIDT, Steffen HERRMANN

Motivation

The increasing penetration of energy production from renewable sources has, on the one side, decreased the CO_2 emissions coming from the electricity industry in most parts of the world. Still, on the other hand, it has also brought some challenges to grid operation. High penetration rates of inverter-based resources have raised questions regarding the amount of available short-circuit power and inertia inside an interconnected system and in isolated grids. The resultant system behavior in the presence of other conventional generators is also unknown.

During scheduled maintenance, grid operators could use low to medium-sized generators like diesel engines to continue providing electricity to a low-voltage network for the whole duration of the interruption. By this, an intentional and temporal islanded grid is formed. Usually, the generator is operated so that the power injection from installed decentralized generators (DG), such as rooftop PVs, is not allowed. However, it has been proven that it is possible to reach a stable islanded grid operation using a mix of conventional generators together with DGs [1]. The carbon footprint of such individual events can be further reduced by replacing these combustion engines with a battery-generating unit. The battery can be charged with the surplus electricity generated from decentralized generators available in the low-voltage network and discharged when the demand increases. As described in [2], a small diesel-driven generator is included in this concept and designed for times when the battery needs to be recharged so that its state of charge does not fall below the minimum defined by the manufacturer, compromising the stable islanded operation. In this paper, the modeling and validation of both aggregates is explained. In addition, their frequency performance under a worst-case scenario is compared.

Methodology

The model of the diesel-driven generator is shown in Figure 1a) and has been validated using measurement data as described in [3].

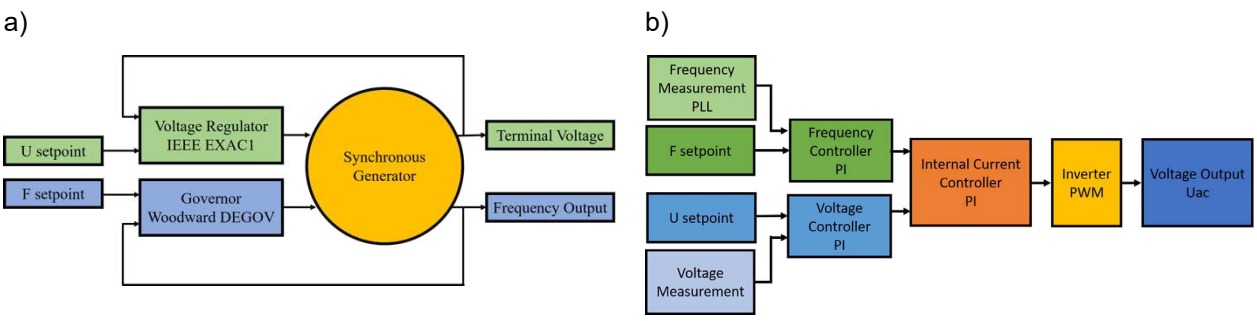


Figure 1: Comparison between the model of the a) diesel-electric generator and b) battery-generating unit

The battery-generating unit is interfaced to the grid through an inverter, a filter, and a transformer, parametrized according to the manufacturer datasheet. The inverter model composes an external frequency and voltage controller and an internal current controller, modeled as two separate

[1] TU München, TUM School of Engineering and Design, Arcisstraße 21, D-80333 München,
Tel.: 00498928925098, claudia.bernecker-castro@tum.de, www.tum.de
[2] Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg
[3] LEW Verteilnetz (LVN) Gmbh, Schaezlerstraße 3, D-86150
AVS Aggregatebau Gmbh, Salemstraße 43, D-89584 Ehingen-Stetten

proportional-integral (PI) controllers, as shown in Figure 1b). The controller parameters were validated using measurement data from a test setup composed of a resistive load bank connected to the output of the battery-generating unit. Different base loads and load steps were performed. Although the parameters were identified for the case of a 50-kW base load and 200 kW load step, they are also valid for measurement sets with different base loads and load steps.

Measurement and simulated data are contrasted for a critical case for the performance comparison. This paper analyzes the change between idle to 50 kW. Measurement data also show that power jumps on low-voltage grids typically range from 10 to 50 kW and up to 100 kW during changeable weather. Therefore, the analysis presented here represents a worst-case scenario.

Results

A performance comparison of the frequency output between the battery-generating unit and the diesel-electric generator for a power jump from idle to 100 kW is shown in Figure 2. Both measurement data and simulation data are illustrated.

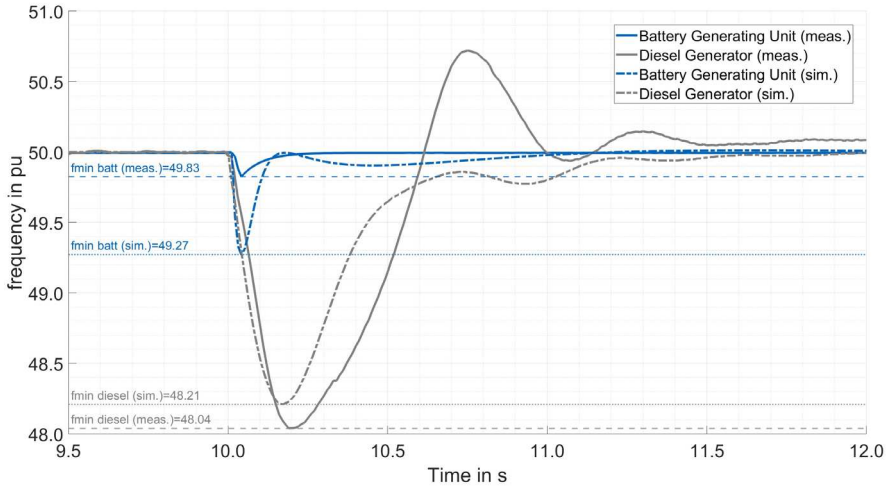


Figure 2: Performance comparison between the battery-generating unit and the diesel-electric generator

It can be noticed that the difference in the measured minimum frequency between both devices lies around 0.033 pu, which corresponds to 1,65 Hz. It can also be observed that the reaction time of the battery unit takes around 200 ms; meanwhile, the diesel generator returns to the setpoint after a few seconds. Therefore, in terms of frequency response, it can be stated that the performance of the battery aggregate is better compared to the diesel-driven counterpart. However, the frequency behavior is only one aspect to be considered when moving from thermoelectrical engines to battery-based aggregates to power islanded grids. The usage of inverter-based generation for emergency power supply is an emerging area with many additional aspects to be further explored.

References

[1] G. Kerber, M. Finkel, K. Schaarschmidt, C. Steinhart, M. Gratza, R. Witzmann, „Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“, 14. Symposium Energieinnovation TU Graz, Graz, 2016

[2] T. Lechner et al., „Energy Balance Tool for the Operational Planning of Hybrid Mobile Generators- Islanded Grid Operation with the Infeed of Distributed Generation Systems “, CIGRE CAIRNS 2023 Symposium, Cairns, 2023

[3] C. Bernecker-Castro et al., „Methodology for identification of controller parameters of a diesel generator in islanded grid operation “, Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS), Hamburg, 2023

Supported by:
Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action
on the basis of a decision by the German Bundestag

8.2. ELEKTROMOBILITÄT

8.2.1. The future challenges for electric passenger cars

Amela AJANOVIC[1]

Motivation

Electric vehicles are currently seen as a main alternative technology to conventional internal combustion engine vehicles powered by fossil fuels. They have many advantages in comparison to conventional vehicles, e.g., higher energy efficiency, lower noise and pollution level. Due to the fact that battery electric vehicles do not have emissions at the point of use, they are widely supported by different policy measures and targets such as the Sustainable and Smart Mobility Strategy, according to which all vehicles on the European roads should be zero-emission vehicles by 2050. The ban of conventional cars is already announced by many governments. In addition, especially during the COVID crisis, very generous supporting measures are provided to accelerate adoption of electric vehicles. Due to broad portfolio of provided measures the number of electric vehicles is continuously increasing, especially in the last five years. However, with the increasing number of electric vehicles, also some new challenges are becoming more visible.

The core objective of this work is to analyze and evaluate recent developments in the transport sector with the major focus on battery electric vehicles in the EU. Of special interest is sustainability of supply chains as well as development of vehicle size and mobility costs.

Method of approach

Based on the literature research and data collection, an economic analysis of the battery electric vehicles is conducted considering different car size categories, different electricity mixes as well as costs for slow and fast charging. This analysis includes investment costs (IC) of vehicles, corresponding operating and maintenance costs ($C_{O\&M}$), specific number of kilometres driven per car per year (skm), the energy/electricity price (P_f), and specific energy consumption (FI). The formal economic analysis starts with the calculation of the total driving costs (C_{drive}) per for different size segments of electric vehicles:

$$C_{drive_i} = IC_i\alpha + P_f FI_i skm + C_{O\&M_i} \quad [€/car/year] \qquad (1)$$

i…car category

In addition, existing policies are evaluated and recommendation for the future more sustainable development are derived.

Results

As shown in Fig. 1, currently largest number of available electric vehicle models are in category large cars and SUV. The increasing size of vehicles is usually related to longer driving range but also to higher energy consumption as well as higher total driving costs. Moreover, the production of such cars is consuming more energy as well as larger amounts of different materials including e.g., lithium and cobalt.

Currently, majority of electric vehicles is charged using slow charging points. However, there are plans to extend charging network and to have also fast charging points especially at the highways. Figure 2 shows total mobility costs for two different charging options: car charging at home as well as car charging using publicly available fast charging points. It can be noticed that the total costs of mobility based on the use of fast charging points is about four time higher in comparison to slow home charging points. Investment cost of electric vehicles are increasing with the battery size and corresponding driving range.

[1] Energy Economic Group, TU WIEN, Gusshausstr. 25-27/370-3, Tel.+ 43 1 58801- 370364, ajanovic@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Moreover, large battery capacity led to increasing use of raw materials as well as consequently to some environmental and social problems.

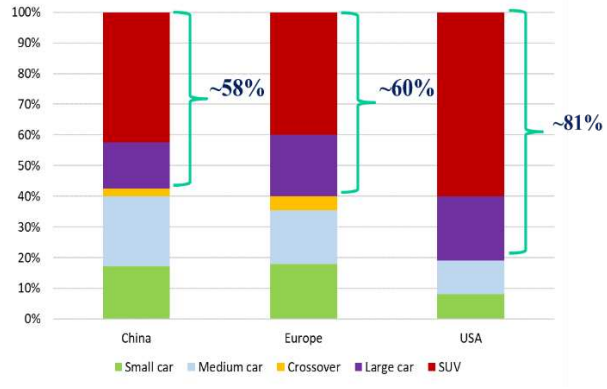


Figure 1: Available electric vehicle models by vehicle segments in China, the EU and US [1]

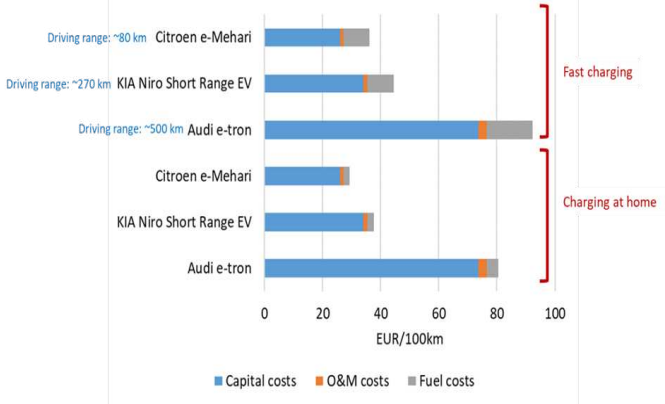


Figure 2: Total driving costs of selected electric vehicles (Assumption: 15000 km driven per year)

Conclusions

To make electric vehicles competitive with conventional cars it is important to have similar mobility performance as well as similar mobility costs. Currently, electric vehicles have a shorter driving range and/or higher purchase price. Mostly affordable are small electric vehicles which have a short driving range. They are suitable mostly for daily use in urban areas, which should be finally replaced with electrified public transport or active mobility.

The increasing size of electric vehicles is an additional challenge, since there is still huge uncertainty about negative environmental impact of raw material mining which a needed for battery production as well as regarding the environmental impact of battery recycling. However, battery performances are improving and also new battery chemistries could be expected in the future. Currently, electric vehicles are still less convenient for use in comparison to conventional cars, especially in the view on charging time and availability of charging infrastructure.

In the future, electric vehicles could play a significant role in the transport sector. However, major challenges are (i) to implement proper mix of stabile and sustainable supporting policy measures for electric vehicles considering their full environmental benefits through the whole supply chain, (ii) to improve battery performance and reduce their costs, (iii) to limit supporting measure to smaller and medium electric vehicles as well as to car fleets and public transport and (iv) to ensure that the electricity used in electric vehicles is coming from renewable energy sources.

Referenzen

[1] IEA, Global EV Outlook 2023, https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023
[2] Ajanovic, Electricity vs hydrogen in the transition towards sustainable mobility, Oxford Open Energy, Volume 2, 2023, oiad013, https://doi.org/10.1093/ooenergy/oiad013
[3] Ajanovic, The impact of COVID-19 on the market prospects of electric passenger cars, WIREs Energy and Environment, https://doi.org/10.1002/wene.451

8.2.2. Simulation based assessment of a Vehicle-to-building use case for an industrial site

Anna EISNER[1], Alois STEINER, Annika HÄMMERLE[2]

Introduction

The number of battery electric vehicles (BEVs) is strongly increasing and expected to reach 42% market share until 2030 in the EU [1]. This strong increase is a big challenge for the energy system but offers at the same time opportunities due to the usage of advanced charging concepts with different grid level integrations [2] as smart charging (V1G), vehicle-to-home (V2H), vehicle-to building (V2B) and vehicle-to-grid (V2G). Within the EU-project "XL-Connect" these possibilities are investigated and compared for different use cases. One example is a so-called virtual demonstration action for the company Neuman Aluminium in Austria. At this industrial site renewable energy production in combination with different storage and charging technologies are investigated.

In general, the company Neuman Aluminium, located in Lower Austria, produces aluminum parts and has an overall yearly energy demand of ~110,000 MWh. The energy demand in 2022/23 of the use case can be divided in ~36% electricity demand and ~64% natural gas demand. Neuman Aluminium employed two hydroelectric power plants with an overall size of 0.95 MWp and a photovoltaic (PV) system of size 1.1 MWp. Currently, these power plants produce 4,100 MWh/year. As the production covers only ~10% of the needed electricity, Neuman wants to increase their renewable energy production by employing additional PV systems (up to 4 MWp). In addition, the virtual demonstration action considers an additional scenario where two wind turbines (5 MWp each) are assumed. Therefore, three future scenarios for the virtual use case are elaborated (see Table 1).

	Status Quo	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Hydroelectric power plant	0.95 MWp	0.95 MWp	0.95 MWp	0.95 MWp
Photovoltaic system	1.1 MWp	1.3 MWp	4 MWp	4 MWp
Wind power station	-	-	-	10 MWp

Table 1: Neuman Aluminium Scenario Overview

In addition to the expansion of the renewable energy production of Neuman Aluminium, smart energy management systems will be analysed and discussed. Therefore, a V2B concept, where BEVs on the company parking lot are used as energy storage is explored.

Methodology

To analyze these scenarios, a four-step approach is applied (see Figure 1).

1) The energy production and consumption data of Neuman Aluminium will be assessed.
2) The periods and amount of surplus of energy production for the different scenarios will be determined.
3) A vehicle-to-building concept for a parking area with 300 vehicles for self-consumption optimization or peak shaving is investigated and conceptualized.
4) A concept with a battery storage is compared to the vehicle-to-building concept as an alternative solution.

[1] Virtual Vehicle Research GmbH, Inffeldgasse 21a, 8010 Graz, +43 316 873 9001, +43 316 873 9002, anna.eisner@v2c2.at, www.v2c2.at
[2] Neuman Aluminium, Werkstraße 1, 3182 Marktl, www.neuman.at , office@neuman.at

Figure 1: Work steps for the analysis of the Neuman Aluminium use case

First Results and Outlook

The analysis of the energy production and consumption data for the status quo and for scenario 1 showed that the energy demand is much higher than the energy production. Figure 2 shows the energy production and consumption for an average week during summer and winter in scenario 2.

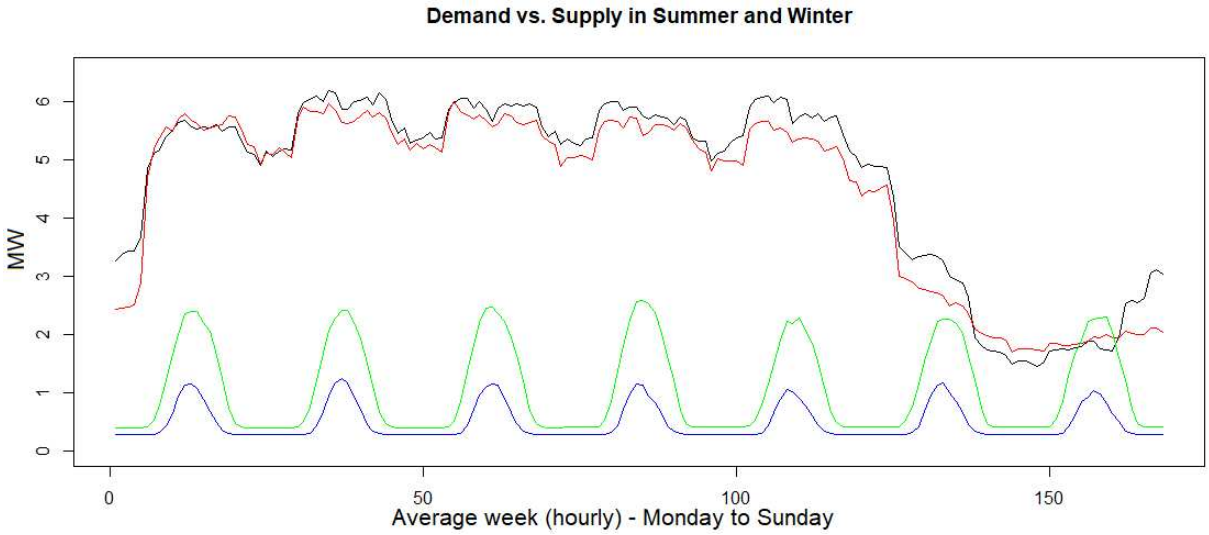


Figure 3: Average energy demand and supply of Neuman Aluminium during the week

It can be seen that for scenario 2 there is only a small energy surplus on Sunday during summertime. As during the weekend no or only little production takes place the parking lot will also be almost empty and thus a V2B concept seems not to be feasible. However, with higher renewable generation (especially scenarios 3) storage options including V2B could make sense again.

A central part in the investigation of the V2B concept is the analysis and simulation of the parking lot occupancy and thus the potentially available battery capacity for V2B. Further, the user behavior of BEV drivers (e.g., under which conditions user agree that their BEVs can be charged or discharged) shall be considered to estimate the actual available battery capacity. Finally, the V2B concept will be compared to a conventional battery storage in terms of energy savings and economic benefits.

References

[1] Woodward, M., Walton, B., Hamilton, J., Alberts, G., Fullerton-Smith, S., Day, E., & Ringrow, J. (2020). Electric vehicles-setting a course for 2030, Deloitte insights.

[2] CHARIN, Vehicle to Grid - Grid Integration Levels, URL: https://www.charin.global/technology/v2g/ accessed on 11/28/2023

8.2.3. Netzengpässe durch Spot-Markt orientierten Betrieb von E-Mobilität – unbegründet oder real?

Julia VOPAVA-WRIENZ[1], Maximilian ROCK[2], Ahmad Fayyaz BAKHSH[3], Thomas KIENBERGER[4]

Motivation und Inhalt

Die Erreichung der angestrebten Klimaneutralität auf europäischer [1] und nationaler [2] Ebene erfordert umfassende Maßnahmen. Hierzu zählt beispielsweise die Dekarbonisierung des Sektors Verkehr durch den Umstieg auf E-Mobilität. Zudem wird verstärkt auf die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Photovoltaik gesetzt. Diese Paradigmenwechsel bringen jedoch nicht nur ökologische Vorteile mit sich, sondern stellen das elektrische Netz vor erhebliche Herausforderungen in Bezug auf die Integration und Verteilung von Energie. Die steigende Netzbelastung, die aus dem verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien und der zunehmenden Anzahl von E-Fahrzeugen resultiert, erfordert innovative Lösungsansätze.

Um sowohl der wachsenden Netzbelastung entgegenzuwirken als auch für E-Fahrzeug-Nutzer einen zusätzlichen Mehrwert zu schaffen, erweist sich das Laden von E-Fahrzeugen zu Zeiten hoher Verfügbarkeit von kostengünstigem Spot-Marktstrom als oft gehörter Lösungsansatz. Diese Strategie könnte dazu beitragen, Phasen mit einem „Überschuss“ an Strom zu nutzen und gleichzeitig den Nutzern finanzielle Vorteile zu bieten. Allerdings stellt sich die Frage nach der Regionalität: Das Überangebot an Strom ist nicht immer dort vorhanden, wo der Ladebedarf besteht. Zudem erhöhen sich durch den Spotmarksignal-Trigger die Gleichzeitigkeiten des Ladens. Führt diese Strategie trotz Ausbau regionaler PV-Anlagen zu Netzengpässen, oder tatsächlich zur Entlastung des Netzes? Diese zentrale Frage steht im Fokus dieses Beitrags.

Methodik

Zur Beantwortung dieser Frage, werden in einem ersten Schritt spot-markt-getriebene Lastprofile der E-Mobilität modelliert. Hierzu wird ein Optimierungsmodell gemäß Abbildung 1 verwendet, wobei, durch entsprechende Pfeile verdeutlicht, ein bidirektionaler Lastfluss möglich ist: Die Leistung kann entweder aus dem Netz für den Haushalts- und Ladebedarf bezogen oder, bei vorhandener Erzeugungsanlage, wie beispielsweise einer PV-Anlage, ins Netz rückgespeist werden.

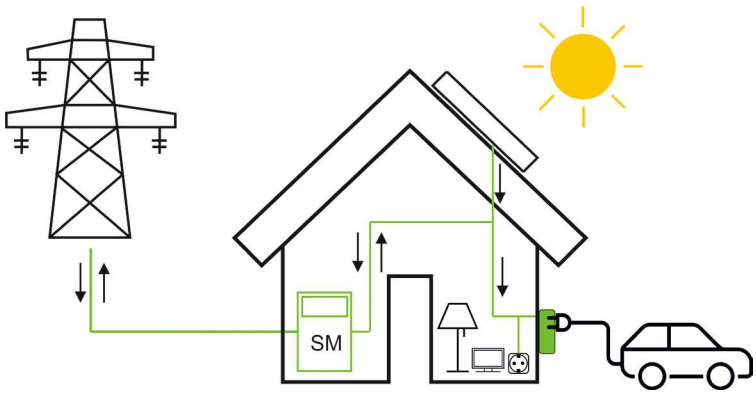


Abbildung 1: Überblicksschema des Optimierungsmodells und mögliche Flussrichtungen des Stroms pro Zeitschritt (SM… Smart Meter)

[1] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, julia.vopava-wrienz@unileoben.ac.at , www.evt.unileoben.ac.at
[2] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, maximilian.rock@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at
[3] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, ahmad.fayyaz-bakhsh@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at
[4] Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, www.evt.unileoben.ac.at

Die Zielfunktion des spot-markt-getriebenen Optimierungsmodells ist definiert durch die Minimierung der Gesamtkosten (C_{tot}). Diese setzen sich, wie in Gleichung (1) dargestellt, aus den Handelskosten am Spot-Markt (C_{SpM}), den Netzkosten am Hausübergabepunkt (C_{GCP}) (engl. Grid Connection Point, kurz GCP) und den Stromspeicherkosten pro kWh (C_{LCOS}) (engl. LCOS - Levelized Cost of Storage) für die Batterienutzung des E-Fahrzeugs zusammen.

$$\min\,(C_{tot}) = min\,(C_{SpM} + C_{GCP} + C_{LCOS}) \qquad (1)$$

Die Berücksichtigung der Stromspeicherkosten pro kWh stehen im Zusammenhang mit der Einbeziehung von Vehicle to Grid in die spot-markt-getriebene Optimierung. Diese spezifische Funktion kann im Modell, je nach den jeweiligen Anforderungen, aktiviert bzw. deaktiviert werden. Dies erlaubt eine flexible Anpassung des Modells an unterschiedliche Szenarien im Zusammenhang mit der E-Mobilität.

Die Zielfunktion wird auf Hausanschlussebene (Smart Meter) betrachtet, dies bedeutet, dass der aktuelle Energieverbrauch bzw. die Eigenerzeugung für die Bestimmung der minimalen Kosten berücksichtigt werden. Als variable Größe wird jedoch lediglich der Ladebedarf des E-Fahrzeuges betrachtet. Das Fahrzeug wird somit geladen, wenn sich auf dem Spot-Markt die Kosten auf einem möglichst niedrigen Niveau befinden. Das Lastprofil des Haushaltsbedarf sowie das PV-Erzeugungsprofil sind für jeden Zeitschritt vorgegeben und können nicht verändert werden.

Im Anschluss werden unterschiedliche Szenarien definiert und Lastflussberechnung für ein ländliches sowie ein vorstädtisches Verteilernetz durchgeführt. Die Szenarien variieren hinsichtlich des Ausbaugrads der E-Mobilität und der PV-Erzeugung in Anlehnung an den TYNDP 2022 „scenario report“ [3]. Die Lastflussberechnungen der beiden Verteilernetze werden für die definierten Szenarien ohne sowie mit spot-markt-getriebener E-Mobilität durchgeführt. In den Szenarien ohne Optimierung wird angenommen, dass der Ladevorgang bei Ankunft des EV-Nutzers beginnt.

Sowohl für die Rahmenbedingungen des Optimierers sowie für die Definition der Szenarien werden Erkenntnisse aus dem Leitprojekt „Car2Flex“ herangezogen.

Ausblick / Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen der Netzsimulationen für die unterschiedlichen Szenarien werden mögliche Netzengpässe identifiziert. Die Ergebnisse ohne sowie mit spot-markt-getriebener E-Mobilität werden miteinander verglichen, um den Einfluss spot-markt-getriebener E-Mobilität auf Netzengpässe zu ermitteln. Zudem werden auch der zeitlich aufgelöste Leistungsbedarf ohne und mit spot-markt getriebener E-Mobilität auf Hausanschlussebene sowie Transformatorebene verglichen. Das Ziel ist es, diese Einflüsse genauer zu analysieren und zu präsentieren, um ein umfassendes Verständnis für die Auswirkungen von spot-markt-getriebener E-Mobilität auf die Netzstabilität zu gewinnen.

Fördergeber

Das Projekt „Car2Flex“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie“ als Teil der Vorzeigeregion Green Energy Lab durchgeführt.

Referenzen

[1] European Commission, Ed., "A Clean Planet for all—A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,"
[2] Bundeskanzleramt Österreich, Ed., "Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024," Wien, Österreich, 2020.
[3] ENTSOG, ENTSO-E et al., "TYNDP 2022 Scenario Report," Apr. 2022.

8.2.4. Simulation-based Analysis of Car-sharing Electrification in Lübeck

Aliyu Tanko ALI[1], Andreas SCHULDEI, Martin SACHENBACHER, Martin LEUCKER

Topic and Research Questions

Individual motor traffic still a large source of greenhouse gas emissions. Electric vehicles (EVs) have the potential to reduce carbon emissions; the positive effects can be even greater in a car sharing context, when vehicles are shared among several users and thus the initial cost and carbon "backpack" of battery production is faster amortized. In addition, during idle times when the vehicles are parked and connected to the grid, their batteries can be used as buffers to store excess electricity and feed it back to the energy grid during peak demand times.

However, several challenges emerge when using EVs to replace internal combustion engine (ICE) vehicles in a car sharing fleet: EVs have limited range, and charging takes significantly longer than re-fueling ICE vehicles. Both could affect the ability of car sharing services to meet customer demands, potentially impacting customer satisfaction and acceptance. Also, charging the vehicles puts an additional load on the energy grid. Thus, replacing existing ICE vehicles in a car sharing fleet by EVs gives rise to several questions: given representative, historic vehicle booking patterns, how many trips could no longer be served due to range limitations? Even if trips would fit in terms of range, are there consecutive bookings that could not be served because there is not enough time to re-charge between trips? How does the electrification affect the load curve of the energy grid?

In this work, we obtained data from a car-sharing company in the city of Lübeck, Germany. The company operates a comprehensive round-trip (also known as two-way) car-sharing model, where customers collect a car from a designated location and subsequently return it to the same location upon completion of their usage. The data we collected is for the duration of 2.5 years, from January 2018 to June 2020. During this period, a total of 161,839 orders were executed. The orders were carried out using a fleet of 291 vehicles out of which 37 are already electric vehicles. We observed 20,143 trips were executed using EVs, corresponding to 12.5% of the share of total trips, respectively. The EV segment covered 673,290 km while the non-EV segment covered 7,449,412 km. The average trip distance was 50.16 km and the average daily traveled km per car per day was 30.35 km.

Approach and Methodology Used

Previous studies on fleet electrification have primarily focused on the impact of private vehicle electrification on the local energy system (Klingert & Lee, 2022), and urban mass public transport (Zhou et al., 2023).

For our analysis, we used operational data from the car-sharing service, that encompasses various aspects such as trip distance, vehicle type, start and end times, pickup and return locations, and trip duration. To evaluate the implications of transitioning the entire fleet to electric, we created an EV equivalent for each ICE vehicle. This involved categorizing the vehicles into different classes based on their size and body type, then identifying the most popular vehicle in each class and finding its EV counterpart within our data. We assigned specific attributes such as battery size, consumption rate, and power intake to the newly constructed fleet of EVs. Post-trip recharging was carried out using a Level 2 DC charger with 20 kW power. In addition, understanding the effects of electrification of car-sharing fleet requires data from the local electricity grid to understand times with high and low supply and demand. In this work, we utilized publicly available energy data for Schleswig-Holstein. This data provides us with information about different energy sources, peak and low production times, and consumption patterns. Additionally, we obtained energy pricing information from a local energy provider, which is helpful to incorporate price information and simulate its effect on customers. In order to analyze the data and study the potential impact of electrification on car sharing service and the grid, we used a multi-agent

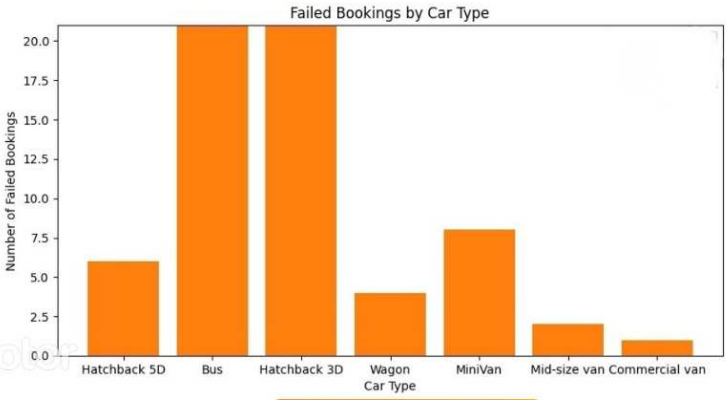
[1] Institute for Software Engineering and Programming Languages, University of Lübeck, Ratzeburger Allee 160, 23562 Lübeck, Germany {aliyu.ali, adreas.schuldei, martin.sachenbacher, leucker}@isp.uni-luebeck.de

simulation (MAS) tool (Ali, et al., 2023) where we modeled different types of agents including customers, the car-sharing company, and the energy grid system. In our simulation, a customer agent sends a request to use a vehicle for mobility needs. This request is evaluated by the car-sharing company agent (represented by a booking controller) to determine the vehicles' availability. A vehicle is unavailable if the requested distance cannot be covered by the vehicle (due to range or charging limitations). The grid agent in our simulation provides information on grid load and also the energy prices. The car-sharing company will use this information to price the booking request, or determine when to feed back energy from the vehicles to the local grid.

Current Results and Outlook

Using this setting, we ran simulations of different "what-if"-analyses. One example is shown in Figure 1. The diagram shows the number of bookings that were rejected as a result of battery limitations, that is, the requested trip distance exceeded the range the EV can travel. Based on these analyses, we aim to understand the short and long-term implications of car-sharing fleet electrification. In the short term, we are interested in the immediate operational challenges, such as determining the optimal fleet size and composition to meet current demand with EVs.

In the long-term, we are interested in how fleets of EVs can serve as mobile, swarm-based energy storage, that can absorb excess electricity from the grid during off-peak hours and feed it back during peak demand, while meeting its primary objective to satisfy customers' mobility needs. One approach to address this involves AI-supported forecasting and recommendations (Thoma et al., 2023) to optimally balance the two conflicting concerns of peak shaving and user mobility needs.



References

[1] Klingert, S. & Lee, J.-W., 2022. Using real mobility patterns to assess the impact of 100% electrified mobility in a German city. Energy Informatics, Vol. 5, p. 32.

[2] Zhou, Y., Ong, G. P. & Meng, Q., 2023. The road to electrification: Bus fleet replacement strategies. Applied Energy, Vol. 337, 120903.

[3] Ali, A. T. et al., 2023. A Comparative Analysis of Multi-agent Simulation Platforms for Energy and Mobility Management. In Proc. EUMAS 2023, Springer LNCS vol. 14282, pp. 295-311.

[4] Thoma, D. et al., 2023. A digital twin for coupling mobility and energy optimization: The ReNuBiL Living Lab. In Proc. FM 2023 Workshop on Applications of Formal Methods and Digital Twins, to appear.

8.2.5. Rechtliche Innovationen für die E-Mobilität von morgen

Michael DENK[1], Jovana WINKLER[2]

Inhalt

Einleitung

Der Mobilitätssektor befindet sich im Wandel! Was auf europäischer Ebene mit Initiativen wie dem "Saubere Energie für alle Europäer"-Paket, Green Deal und „Fit-for-55"-Paket eingeleitet wurde, nimmt immer konkretere rechtliche Formen an – beginnend mit der kürzlich novellierten Erneuerbare-Energie-Richtlinie (Richtlinie [EU] 2018/2001 idgF, im Folgenden RED III) und ihren übergeordneten sektorspezifischen Zielen für den Verkehr, wonach der Anteil von erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis 2030 auf 29 % zu erhöhen oder alternativ die Treibhausgasintensität um mindestens 14,5 % zu verringern ist[3], bis hin zum de-facto Verbot von mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren betriebenen Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen ab 2035[4, 5]. Darüber hinaus werden spezifische Ziele in Bezug auf das Infrastrukturrecht und das öffentliche Beschaffungsrecht verfolgt.

Davon ausgehend drängt sich die Frage auf, welchen Beitrag Elektrofahrzeuge zur Mobilität der Zukunft nicht nur leisten *können*, sondern vielmehr *müssen* und *werden*. In diesem Beitrag sollen daher die rechtlichen Implikationen dieser Transformation in Bezug auf die E-Mobilität beleuchtet werden, einschließlich der europäischen Gesetzgebung, der nationalen Umsetzungsvorhaben, punktueller Incentivierungen und einem Ausblick über zukünftige Entwicklungen.

Infrastrukturrecht

Grundlegende Voraussetzung für den Erfolg und die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen ist die Schaffung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur, die eine zuverlässige Stromversorgung sicherstellt. Der Infrastrukturausbau stützt sich normativ auf zwei Säulen:[6] Das Recht der Europäischen Union unterscheidet hierbei Regelungen betreffend öffentlich zugängliche und private Ladepunkte. Mit der AFIR (Verordnung [EU] 2023/1804) werden für alle Mitgliedstaaten erstmals verbindliche Ziele für den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe gesetzt. Hinsichtlich der E-Mobilität im Straßenverkehr sind diese einerseits flottenbezogen und andererseits abstandsbezogen ausgestaltet und differenzieren zwischen dem Kernnetz und dem Gesamtnetz. Die nationalen Bemühungen zur Umsetzung der AFIR-Zielvorgaben finden ihren Niederschlag im „Sofortprogramm: Erneuerbare Energie in der Mobilität" sowie im „Mobilitätsmasterplan 2030". Diese Programme bilden sowohl die Grundlage für die strategische Ausrichtung als auch die konkrete Maßnahmenplanung.

Im Hinblick auf private Ladepunkte sieht die sich derzeit auf europäischer Ebene in politischer Abstimmung (Trilog) befindliche Novelle der Gebäudeeffizienz-Richtlinie für Neubauten sowie umfangreichere Renovierungsmaßnahmen bei Wohn- und Nichtwohngebäuden rechtlich verbindliche Mindestanforderungen hinsichtlich der Installation von Ladepunkten vor. Die in dieser Richtlinie festgelegten Mindestanforderungen werden in den Bauordnungen der einzelnen Bundesländer umgesetzt.

[1] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5643, denk@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at
[2] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, +43 732 2468 5640, winkler@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at
[3] Vgl Art 25 RED III.
[4] Verordnung zur Festsetzung von CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge (Verordnung [EU] 2019/631).
[5] Vgl *Bretschneider/Gütl/Haibel*, Einschränkungen und Hürden beim geplanten Auslaufen der Verbrennungsmotoren in der EU, Nachhaltigkeitsrecht 2022/4, 514 (515).
[6] *Cejka*, Öffentliche und private Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge heute – und morgen? RdU 2022/50, 108 (108).

Recht des E-Autos, Öffentliche Beschaffung und Anreize

Umgekehrt muss sich der Ausbau der Ladeinfrastruktur in einer ausreichend großen Anzahl von E-Fahrzeugen im Bestand widerspiegeln. Zu diesem Zweck enthält die europäische und nationale Rechtsordnung diverse Vorschriften, die einerseits verbindliche Auflagen bei der Beschaffung und Neuzulassung von Fahrzeugen statuieren und andererseits Anreize in Form von spezifischen Erleichterungen für die Nutzung von E-Fahrzeugen vorsehen. In diesem Kontext verpflichtet die „Clean Vehicle Directive“ (Richtlinie 2009/33/EG idgF) die öffentlichen Stellen der EU-Mitgliedstaaten, bestimmte Mindestanteile von sogenannten „sauberen Straßenfahrzeugen“ bei der Beschaffung und beim Einsatz zu erreichen. Österreich ist bestrebt, mit dem „naBe-AKTIONSPLAN“ über die Vorgaben dieser Richtlinie hinauszugehen und weiterführende Maßnahmen zu implementieren.

Daneben finden sich gesetzliche Regelungen, die darauf abzielen, die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen zu steigern und sohin einen Beitrag zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu leisten. Diese Maßnahmen beinhalten unter anderem steuerliche Anreize sowie verkehrsrechtliche Privilegien.

Ausblick

Die immer mehr an Fahrt aufnehmende Mobilitätswende wird sich in Zukunft auch auf die Art und Weise, *wie* Elektrofahrzeuge verwendet werden (können) niederschlagen. Durch den innovativen Ansatz des bidirektionalen Ladens könnten sie dem öffentlichen Stromnetz einerseits zu mehr Flexibilität verhelfen, indem die Speicherpotentiale von stehenden Elektrofahrzeugen genutzt werden und eine digital vernetzte Kommunikation zwischen Stromnetz und Fahrzeugen ermöglicht wird, andererseits aber auch die Akzeptanz in der Bevölkerung steigern, indem es beispielsweise Haushalten mit Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen ermöglicht wird, die Nutzung von erneuerbarem Strom von dessen Produktion zu entkoppeln. All dies birgt zwar große Potentiale, steht jedoch vor der Herausforderung einer noch fehlenden rechtlichen Ausgestaltung.

Ergebnisse

Zur Bewältigung der Mobilitätswende bedarf es eines komplexen Zusammenspiels verschiedener Maßnahmen: von der Reduzierung der Nutzung von Verbrennungsmotoren über Förderinitiativen bis hin zum Ausbau der Infrastruktur und zur Vorbildfunktion der öffentlichen Hand im Beschaffungswesen. Das Rechtssystem bildet dabei das Fundament für diese transformative Entwicklung. Es muss jedoch auch im Hinblick auf den zukünftigen Fortschritt sicherstellen, dass neue Technologien und innovative Ansätze eine rechtliche Einordnung und folglich Rechtssicherheit erfahren, damit sich die Rolle des Fahrzeugs vom bloßen Fortbewegungsmittel hin zum aktiven Teilnehmer im Verkehrs- und Stromnetz entwickeln kann.

Methodik

Die Analyse umfasst eine umfassende Auswertung von Gesetzgebungen und Strategiepapieren auf europäischer und österreichischer Ebene. Zudem wird die einschlägige Fachliteratur und Expert:innenmeinungen von relevanten Akteur:innen im Bereich der E-Mobilität einbezogen, um ein ganzheitliches Bild des Rechtsrahmens zu erhalten. Die Untersuchungen wurden im Rahmen des durch den Klima- und Energiefonds geförderten Projekts ZEMPSI – Zero Emission Mobility Power System Integration durchgeführt.[1]

[1] Das Projektkonsortium besteht aus der AIT Austrian Institute of Technology GmbH, der Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik und dem Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (FFG Projektnummer: 899898).

8.3. ZUKUNFTSMOBILITÄT UND ÖPNV

8.3.1. "ZEMoS" Zero Emission Mobility Salzburg

Laurent PETERS[1], Sven DUM[2], Niusha SHAKIBI NIA[3], Nikolaus FLEISCHHACKER[4]

Im Bundesland Salzburg sind die Emissionsbelastungen durch den Verkehr sehr hoch; maßgeblich auch, da der Großteil der Busse im ÖPNV sowie lokal eingesetzte LKWs mit Diesel betrieben werden. Zur Erreichung der Klimaziele sowohl auf EU-Ebene als auch im Rahmen der Klima- und Energiestrategie des Landes Salzburg müssen dieselbetriebene Fahrzeuge durch Zero-Emission (ZE) Fahrzeuge ersetzt werden. Für diese notwendige Umstellung auf Zero Emission Mobility (ZEM) sind sowohl batterieelektrische (BE) als auch brennstoffzellenelektrische (FCE) Fahrzeuge geeignet. Die Vorarbeit für die großflächige Umsetzung von ZEM-Lösungen im öffentlichen Verkehr und Schwerlastverkehr im urbanen sowie ruralen Raum Salzburgs ist die zentrale Herausforderung, die im Zuge des Projektes erarbeitet wird. Auch sind die Energie-Anforderungen an die Fahrzeuge aufgrund von Topographie (Alpinraum) und Witterungsbedingungen (heizen im Winter und kühlen im Sommer) besonders anspruchsvoll in den geplanten Modellregionen. Die Umsetzung der erforderlichen Infrastruktur und Logistik (insbesondere H2) soll durch das Projekt initiiert werden.

Entwicklung der ZEM Modellregionen Tennengau und Pinzgau

Im Rahmen des Projektes „Zero Emission Mobility Salzburg" (ZEMoS) hat sich unter der Leitung der Salzburg AG (S-AG) ein Konsortium mit dem Salzburger Verkehrsverbund (SVG) und Forschungspartnern aus dem Bereich der industriellen und experimentellen Entwicklung zusammengefunden. Dieses Konsortium verfolgt das übergeordnete Ziel, zwei ZEM-Modellregionen - eine urbane (siehe Abbildung 1) und eine alpine/touristische (siehe Abbildung 2) - für den öffentlichen Busverkehr sowie zwei Pilotprojekte für den Umstieg des Schwerlastverkehrs zu entwickeln. Innerhalb dieser Modellregionen sollen dann die verschiedenen ZEM-Antriebstechnologien im Realbetrieb miteinander verglichen werden, sodass eine spätere Modellregionen übergreifende Mobilitätswende kostengünstig und sinnvoll umgesetzt werden kann.

Entwicklung einer grünen Wasserstoffinfrastruktur

ZEMoS wird als „Living Lab" eingerichtet, ständig gemonitort und durch einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess (KVP) weiterentwickelt. Die Ziele innerhalb der beiden Modellregionen sind (i) die Entwicklung neuartiger, ganzheitlicher und großflächiger ZEM-Buskonzepte, (ii) die Umsetzung dieser ZEM-Buskonzepte für Buslinien, (iii) die Initiierung des FCE-Schwerlastverkehrs (Müllfahrzeuge und LKW), (iv) sowie die Initiierung einer grünen Wasserstoffinfrastruktur einschließlich innovativer Sektorkopplung und Regelenergieeinsatz im Stromnetz. Hierzu ist der Betrieb einer PEM-Elektrolyseanlage in Kombination mit einer Hochtemperatur-Wärmepumpe geplant, um die Einspeisung der Elektrolyse-Abwärme in das regionale Fernwärme-Netz zu ermöglichen. Zur Optimierung hinsichtlich Effizienz und Betriebskosten der geplanten, innovativen Anlagen sind einerseits ein wissenschaftliches Monitoring und sozioökonomische Analysen vorgesehen, andererseits die Entwicklung eines digitalen Zwillings für die Optimierung der Elektrolyse-Betriebsstrategien.

[1] Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, Elisabethkai 52, 5020 Salzburg, +43/676/86828882 Laurent.Peters@salzburg-ag.at, https://www.salzburg-ag.at
[2] Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, Elisabethkai 52, 5020 Salzburg, +43/676/86828883, Sven.Dum@salzburg-ag.at, https://www.salzburg-ag.at
[3] FEN Research GmbH, Technikerstraße 1-3, 6020 Innsbruck, +43/512/209039213, niusha.shakibinia@fen-research.org, https://www.fen-research.org
[4] FEN Research GmbH, Technikerstraße 1-3, 6020 Innsbruck, +43/512/209039211, nikolaus.fleischhacker@fen-research.org, https://www.fen-research.org

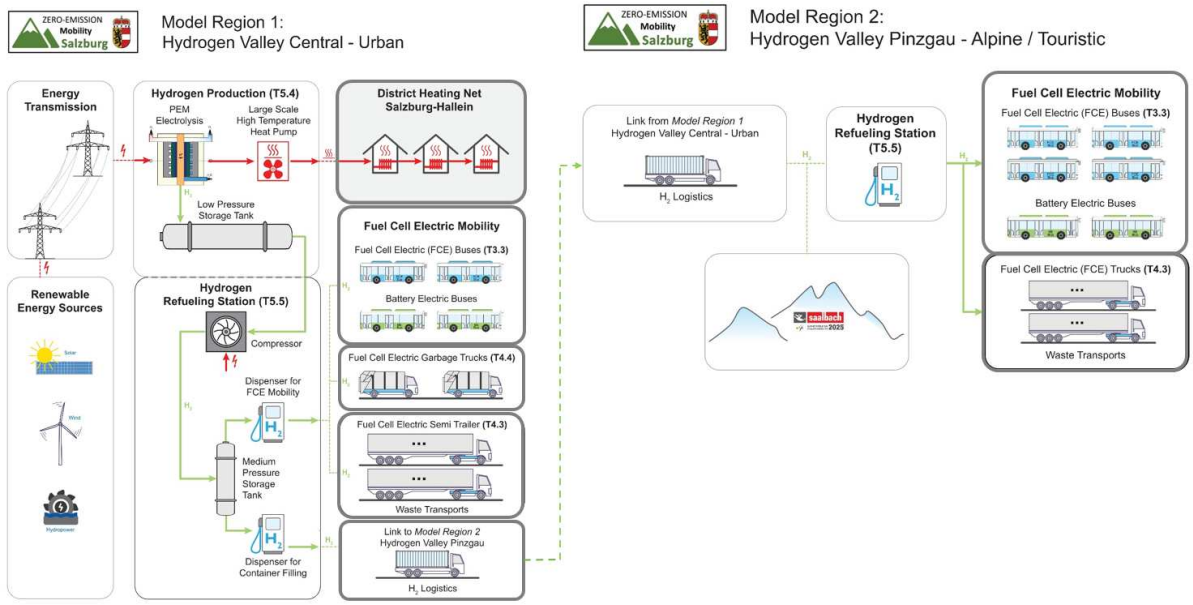


Abbildung 1 und 2: Schema ZEM Modellregion Tennengau (links) und Pinzgau (rechts)

Weiterführende Ziele von ZEMoS

Die Realisierung des Projekts soll als „Proof of Concept“ dienen und die Zuverlässigkeit und Machbarkeit von Wasserstoffanwendungen in der Mobilität aufzeigen. Die bereits vorhandene gesellschaftliche und öffentliche Akzeptanz von ZEM-Konzepten soll gestärkt werden. Aufgrund der Übertragbarkeit des Gesamtkonzeptes auf jegliche andere Region soll des Weiteren ein Leitfaden entwickelt werden, der einen Roll-out der Konzepte über die 2 Modellregionen hinaus ermöglicht. Somit kann dieser Leitfaden als Enabler für weitere nachhaltige Veränderungen in der Mobilität (ÖPNV und Schwerlastverkehr) in Europa dienen.

Acknowledgement

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ durchgeführt.

8.3.2. Modellierung der Verkehrsnachfrage zur Entwicklung von energieeffizienten Mobilitätsangeboten

Marius MADSEN[1], Lukas SPENGLER, Marc GENNAT

Einführung

In einer Zeit, in der Europa nachhaltige und energieeffiziente Mobilitätslösungen anstrebt, ist die präzise Modellierung der Verkehrsnachfrage in unterschiedlichen Raumtypen von entscheidender Bedeutung. Diese Forschung konzentriert sich auf die Verwendung offener Datenquellen zur genauen Abschätzung der stündlichen Verkehrsnachfrage in deutschen Städten, um zur Entwicklung von bedarfsgerechten und somit energieeffizienteren Verkehrssystemen beizutragen.

Methodischer Ansatz

Räumliche Segmentierung in Verkehrszellen

Städte werden mittels einer Dirichlet-Zerlegung in Verkehrszellen unterteilt, um spezifische Verkehrsmuster zu erfassen. Zur Minimierung der Modellfehler werden die Zellgeometrien anschließend mit einem modifizierten Lloyd-Algorithmus angepasst. Die Quell- und Zielverkehrserzeugung einer Verkehrszelle werden zusammengefasst und gehen im mikroskopischen Model vom Flächenschwerpunkt aus, können aber auch für mikroskopische Simulationen zufällig auf den Straßen der Zelle verteilt werden. Für die in den Verkehrszellen enthaltenen Gebäude stehen Daten u.a. zur Geometrie und Nutzungsart aus der frei verfügbaren OpenStreetMap [1] zur Verfügung. Einwohnerdaten werden auf Basis der in Deutschland frei verfügbaren Zensus 2011-Daten [2] auf die Gebäude disaggregiert mit dem Ziel, diese anschließend auf die Verkehrszellen zu aggregieren. Das Ergebnis ist beispielhaft in Abbildung 1 dargestellt.

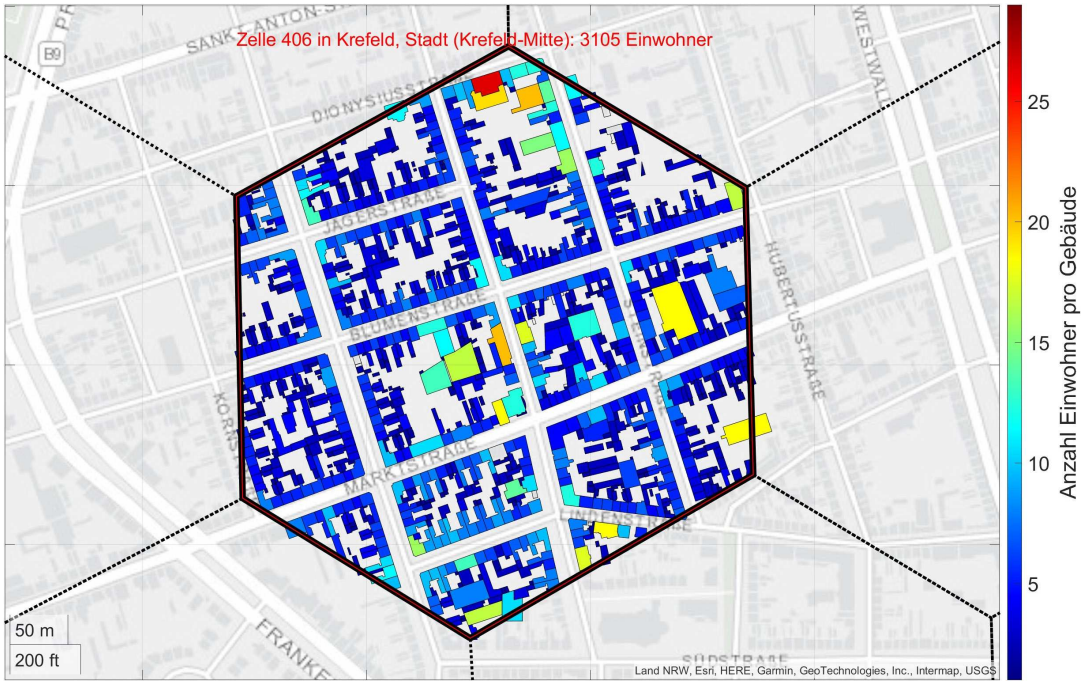


Abbildung 1: Beispiel: Einwohnerstärkste Verkehrszelle in Krefeld (Deutschland)

Abschätzung der Quell- und Zielverkehrserzeugung

Anhand der Daten der Studie in [3] wird die stündliche Verkehrserzeugung für verschiedene Wegezwecke in den einzelnen Verkehrszellen ermittelt. Die Anzahl der Wege und die Aufteilung der

[1] SWK E² Institut Hochschule Niederrhein, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Tel. +49 2151 822-6697, Fax. +49 2151 822-6689, marius.madsen@hs-niederrhein.de, www.e2.hsnr.de

Wegezwecke erfolgt auf Basis der Informationen, die in OpenStreetMap für die einzelnen Gebäude und Gebiete hinterlegt sind, z.B. „supermarket“, „university“ oder „appartements“. Die Kennzahlen zur Wegeerzeugung und Zuordnung zu einzelnen Gebäuden und deren Funktionen erfolgt auf Basis vorhandener Literatur (u.a. [4], [5], [6]) und einem Parameterschätzverfahren.

Verkehrsverteilung und Verkehrsaufteilung

Entwicklung eines Simulationsmodells

Die Entwicklung eines Modells zur Verkehrsverteilung und Verkehrsaufteilung steht hier im Mittelpunkt. Dieses Modell nutzt die ermittelten Daten zur Verkehrserzeugung und berücksichtigt dabei spezifische Reisewiderstände.

Zweistufige Bewertungsfunktion

In der entwickelten zweistufigen Bewertungsfunktion bestimmt die erste Stufe für die unterschiedlichen Wegezwecke die Gesamtanzahl der Wege auf Basis der modusspezifischen Reisewiderstände, der Verkehrserzeugung und der Zielattraktivität. In der zweiten Stufe wird die Verteilung dieser Wege auf die verschiedenen Verkehrsmittel mit einem Logit-Modell bestimmt. Dies basiert auf den spezifischen Reisewiderständen für jede Modalität und die Präferenzen/Anforderungen des Wegezwecks.

Diskussion und Ausblick

Das Modell erzeugt wichtige Erkenntnisse für die Gestaltung zukünftiger energieeffizienter und nachhaltiger Mobilitätskonzepte. Dies ermöglicht es, mit minimalem Zeitaufwand und ohne finanzielle sowie anderer Ressourcen die Mobilitätsbedarfe abschätzen zu können und auf den Einsatz von kommunalen Verkehrsbefragungen verzichten zu können. Durch eine gute Abschätzung der Verkehrsnachfrage können nachfragegerechte Mobilitätsangebote, wie z.B. hochautomatisiertes Ridepooling, entwickelt und damit der CO_2-Ausstoß reduziert werden, was notwendig ist, um die Ziele einer sicheren, bezahlbaren und sauberen Energiezukunft in Europa erreichen zu können. In der weiterführenden Forschung soll die Methode auf Basis von Mobilfunkdaten und bereits vorhandenen Mobilitätsbefragungen validiert werden. Eine Ermittlung von intervallarithmetischen Fehlerschranken steht außerdem noch aus.

Referenzen

[1] OpenStreetMap und Mitwirkende. Planet dump [Datendatei vom 01.11.2023]. Abgerufen von https://planet.openstreetmap.org.

[2] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2011). Zensus 2011: 100m x 100m Rasterdaten zu Gebäuden, Wohnungen, Haushalten, Familien und Personen. Abgerufen von www.zensus2011.de.

[3] Follmer, Robert und Gruschwitz, Dana (2019): Mobilität in Deutschland – Kurzbericht. Ausgabe 4.0 der Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin. www.mobilitaet-in-deutschland.de.

[4] Berlin.de. (2017). VI-46-1 Verkehrliche Untersuchung. Abgerufen am 04.10.2023 von https://www.berlin.de/ba-friedrichshain-kreuzberg/politik-und-verwaltung/aemter/stadtentwicklungsamt/stadtplanung/gruppe-bauleitplanung/verbindliche-bauleitplanung/vi-46-1_verkehrliche-untersuchung-pdf.pdf.

[5] O-SP. (2009). Verkehrsgutachten Bebauungsplan „Andreasquartier Düsseldorf”. Abgerufen am 04.10.2023 von https://www.o-sp.de/download/duesseldorf/43544.

[6] Bossert, D., & Vogt, W. (2007). Schätzung des Verkehrsaufkommens aus Kennwerten der Flächennutzung und des Verkehrs. In: Straßenverkehrstechnik, 51(2007), Teil 1: S. 12-20; Teil 2: S. 69-73. FGSV-Nr.: 147 FGSV Reader. ISBN: 3-939715-06-9.

8.3.3. Emissionswirkungen der 2021 reformierten Kfz-Steuer: Eine empirische Analyse

Joschka FLINTZ[1], Manuel FRONDEL[2], Marco HORVATH[3]

Motivation und zentrale Fragestellung

Im Jahr 2021 wurde in Deutschland die emissionsabhängige Komponente der Kfz-Steuer angepasst und progressiv gestaltet, sodass sich die Steuerbelastung für Fahrzeuge mit hoher Emissionsintensität überproportional erhöht hat. Vor diesem Hintergrund analysiert dieser Beitrag die Effektivität der reformierten Kfz-Steuer in Bezug auf ihr Einsparpotential an Kohlendioxid (CO2) mit Hilfe des Nachfragemodells von Berry et al. (1995). Unsere Schätzergebnisse zeigen, dass infolge der Reform jährlich ungefähr 21.000 Autos weniger verkauft werden dürften, die mittlere CO2-Intensität sich um 0,74 g/km verringert und der jährliche CO2-Ausstoß neu gekaufter Fahrzeuge um rund 60.000 Tonnen sinken könnte. Diese geringen Effekte sind intuitiv verständlich: Eine durchschnittliche Steuererhöhung von rund 11 Euro pro Jahr entfaltet nicht die Lenkungswirkung, derer es bedarf, um die Emissionen substanziell zu senken.

Methodische Vorgangsweise

Für die empirischen Analyse wird das strukturelle Nachfragemodell von Berry, Levinsohn und Pakes (1995), benutzt, das auf Basis von Daten zum monatlichen Pkw-Absatz die Modellierung der diskreten Entscheidungssituation beim Autokauf auf Individualebene gestattet. Dabei muss sich ein Individuum *i* für eines von vielen unterschiedlichen Autotypen *j = 1, …, J* entscheiden oder aber es sieht gänzlich von einem Autokauf ab (*j = 0*). Im Gegensatz zu Conditional- oder Nested-Logit-Modellen erlaubt das BLP-Modell Variationen im Nutzen der Autokäufer bei gleicher Ausprägung einer Fahrzeugeigenschaft, mithin eine entsprechende Heterogenität in den Präferenzen von Autokäufern. Die für die Schätzung zugrunde gelegte Nutzenfunktion ist wie folgt spezifiziert:

$$u_{ijh} = x_{jh}\beta_i - \alpha_i p_{jh} - \gamma_i \, j\ddot{a}hrliche\ Kosten + \xi_{jh} + \varepsilon_{ijh}\,, \qquad (1)$$

wobei der Vektor x Fahrzeugeigenschaften umfasst, p für den Kaufpreis des Fahrzeuges steht und *jährliche Kosten* für die Summe aus den jährlichen Kraftstoffkosten und Steuerzahlungen. ξ repräsentiert Fahrzeugattribute, die dem potenziellen Autokäufer bewusst, allerdings nicht beobachtbar sind, zum Beispiel die Popularität des Automodells. Vektor β beinhaltet die zu den beobachtbaren Fahrzeugcharakteristika gehörigen Koeffizienten, α spiegelt den Grenznutzen des Geldes wider. γ ist der für die Analyse relevante Koeffizient und beschreibt den Effekt einer Veränderung der jährlichen Kosten. ε reflektiert zufällige Variation im Verhalten der Autokäufer.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Unsere Schätzergebnisse stützen die Kritik an der Reform der Kfz-Steuer bezüglich ihrer Effektivität: Bei geschätzt ungefähr 21.000 weniger verkauften Autos pro Jahr und einer Reduktion der mittleren CO2-Intensität um 0,74 Gramm pro Kilometer sinkt der jährliche CO2-Ausstoß neu gekaufter Fahrzeuge lediglich um rund 60.000 Tonnen (Tabelle, Szenario 1). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass eine durchschnittliche Steuererhöhung von rund 11 Euro pro Jahr nicht die Lenkungswirkung entfalten dürfte, derer es bedarf, um Emissionen substanziell zu senken. Daher wurden zusätzlich die Effekte einer fiktiven Kfz-Besteuerung mit stärker progressiven Steuersätzen untersucht. Die Schätzungen zeigen, dass eine progressivere Besteuerung ein effektiveres Instrument sein kann als die 2021 reformierte Kfz-

[1] RWI — Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstr. 1-3, D-45128 Essen, 0201/8149204, frondel@rwi-essen.de, www.rwi-essen.de/frondelt
[2] Ruhr Universität Bochum, Universitätsstraße 150, D-44801 Bochum, https://www.ruhr-uni-bochum.de/de

Steuer: Bei einer mittleren Steuererhöhung von rund 90 Euro pro Jahr reduziert sich die durchschnittliche CO_2-Emissionsrate neu zugelassener Autos um gut 5 g/km (Tabelle, Szenario 2). Verglichen mit den jährlichen Emissionen der Autoflotte in Deutschland von ca. 100 Millionen Tonnen wären aber selbst die Effekte einer Kfz-Besteuerung mit höheren Steuersätzen recht begrenzt. Unsere empirische Analyse reiht sich ein in eine Vielzahl an Studien, die den Einfluss von Kfz-Steuerreformen in Deutschland auf die CO2-Emissionen des privaten Automobilverkehrs untersuchen, beispielsweise Alberini und Horvath (2021), Klier und Linn (2015) und Malina (2016). Diese Studien finden ebenfalls nur geringe Emissionseinsparungen der früheren Kfz-Steuerreformen.

	Jahr 2018	Szenario 1	Szenario 2
Anzahl verkaufter Autos (Mio.)	3,026	3,006	2,832
mittlere CO2-Intensität (g/km)	126,64	125,90	121,50
Anteil Elektroautos (%)	1,07	1,09	1,29
Anteil Hybrid (%)	1,41	1,43	1,84
Anteil Diesel (%)	30,78	30,90	32,77
Anteil Benzin (%)	66,75	66,58	64,10
jährl. CO2-Emissionen (Mio. t)	5,21	5,14	4,75
jährl. Steuereinnahmen (Mio. €)	433,10	463,13	659,86
durchschnittl. jährl. Steuer (€)	143,10	154,09	233,04

Tabelle 1: Ergebnisse der kontrafaktischen Analyse für das Jahr 2018 basierend auf der Schätzung eines Random-Coefficient-Logit-Models nach Gleichung (1), siehe Berry, Levinsohn und Pakes (1995).

Referenzen

[1] Berry, S., Levinsohn, J., Pakes, A. (1995). Automobile prices in market equilibrium. Econometrica 63, 841–889.
[2] Alberini, A., Horvath, M. (2021). All car taxes are not created equal: Evidence from Germany. Energy Economics, 105329.
[3] Klier, T., Linn, J. (2015). Using taxes to reduce carbon dioxide emissions rates of new passenger vehicles: evidence from France, Germany, and Sweden. American Economic Journal: Economic Policy 7, 212–42.
[4] Malina, C. (2016). The environmental impact of vehicle circulation tax reform in Germany. CAWM Discussion Paper Nr. 86, Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung Münster. www.wiwi.uni-muenster.de/mep/sites/mep/files/downloads/Diskussionspapiere/cawm_dp86.pdf

8.3.4. Makroskopisches Mobilitätsmodell zur Identifizierung von Energieeffizienzpotenzialen im ÖPNV

Lukas SPENGLER(*)[1], Marius MADSEN, Marc GENNAT

Einleitung und Motivation

Um europäische und nationale Klimaziele im Verkehrssektor einhalten zu können muss neben einer Antriebsenergiewende auch eine Mobilitätswende durch einen Modal Shift mittels Pull-Faktoren vom MIV zum Umweltverbund forciert werden. Im Jahr 2021 betrug der gesamte Primärenergieverbrauch des Verkehrssektors ca. 3.386 Petajoule, wovon 61 Prozent auf den Personenverkehr zurückzuführen sind [1]. Um das Verkehrsaufkommen und damit den Energiebedarf zu reduzieren, sollten Fahrzeuge effizienter genutzt und Mobilitätsbedarfe durch attraktive ÖPNV-Angebote gebündelt werden. Der Besetzungsgrad im MIV betrug 1,4 Personen pro Fahrzeug in 2017 [2].

Neben dem Modal Shift lässt sich zu Randzeiten und in Randgebieten auch die energetische und wirtschaftliche Effizienz durch einen Wechsel von Omnibus zu Kleinbus steigern. Elektrische 12-Meter Solobusse haben einen Stromverbrauch von ca. 1,4-2,0 kWh/km [3]. Im Vergleich dazu hat ein VW ID. Buzz einen Verbrauch von 0,2 bis 0,3 kWh/km [4].

Sowohl aus energetischer als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte der MIV möglichst vollständig durch den ÖPNV ersetzt werden und dieser die Fahrzeugkapazität entsprechend des Bedarfes wählen. Zu Randzeiten und in Randgebieten könnte ein flächendeckendes hochautomatisiertes Ridepooling-Angebot mit durchschnittlichen Besetzungsgraden von drei Personen pro Shuttle den Energieverbrauch signifikant senken.

Verkehrsbetreiber sind in der Lage Besetzungsgrade zu erfassen und ein Überangebot vorhandener Linien zu identifizieren. Schwieriger ist es jedoch Relationen zu identifizieren, auf denen ein zusätzliches oder erweitertes Angebot sinnvoll ist. Hierfür ist eine Mobilitätsbedarfsmatrix erforderlich.

In diesem Beitrag wird ein makroskopisches Mobilitätsmodell vorgestellt, basierend auf [5] am Beispiel der Stadt Krefeld. Das Modell bewertet das vorhandene ÖPNV-Angebot durch Reisewiderstände und stellt diese dem Mobilitätsbedarf gegenüber, mit dem Ziel Energieeffizienzpotenziale zu identifizieren.

Makroskopisches Verkehrsmodell

Das diesem Beitrag zugrundeliegende makroskopische Modell [5] nutzt öffentlich verfügbare Datenquellen, wie z.B. OpenStreetMap, ÖPNV-Sollfahrplandaten und Mobilitätsbefragungen, aber auch kommerziell erworbene Datensätze, wie z.B. Mobilfunkdaten. Die Verkehrsinfrastruktur wird mit einem zeitabhängigen gerichteten und gewichteten Graphen, bestehend aus Knoten und Kanten, abgebildet. Knoten repräsentieren Haltestelle und Kanten stellen ÖPNV-Verbindungen dar. Jeder Knoten und jede Kante beinhalten Informationen, die für die Berechnung von Reisewiderständen relevant sind, wie z.B. Abfahrtszeiten, Fahrzeiten, Fahrzeug- und Stationsausstattung. Anmarschwege und eventuelle Fußwege beim Umsteigen werden durch den OpenStreetMap-Graphen abgebildet. Hierbei wird vereinfacht eine konstante Gehgeschwindigkeit von 4,5 km/h angenommen, die Verzögerungen durch Ampeln oder Straßenüberquerungen mittelt.

Der Betrachtungsraum ist in einem ca. 400 Meter-Raster diskretisiert, was für die Beispielregion Krefeld 1023 Verkehrszellen ergibt. Es wird ein einzelner Standardwerktag, d.h. Montag bis Donnerstag außerhalb der Ferienzeit, betrachtet in einer minütlichen Auflösung, also 1440 Zeitintervallen. Es ergeben sich zwei Matrizen für die Reisewiderstände und die Mobilitätsbedarfe mit jeweils der Größe 1023 x 1023 x 1440.

[1] SWK E² Institut Hochschule Niederrhein, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Tel. +49 2151 822-5122, Fax. +49 2151 822-6689, lukas.spengler@hs-niederrhein.de, www.e2.hsnr.de

Ergebnis

Der Vergleich der Reisewiderstandsmatrix mit der Mobilitätsbedarfsmatrix führt zu den in Abbildung 1 dargestellten Erkenntnissen.

Wo der Reisewiderstand niedrig und somit das ÖPNV-Angebot groß sowie auf derselben Relation der Mobilitätsbedarf hoch ist, deckt das Angebot den Bedarf. Hier ist kein Verbesserungspotenzial zu erwarten. Analog dazu besteht wenig bis kein Verbesserungspotenzial, wo der Reisewiderstand hoch ist, aber auch kaum Bedarf besteht. Auf diesen Relationen könnte der geringe Bedarf durch hochautomatisierte Mobility on Demand-Angebote ökologisch effizient gedeckt werden, sobald dieser aus den aktuellen Reallaboren in die Verstetigung übergegangen ist.

Auf Relationen, wo der Bedarf und auch der Reisewiderstand hoch sind, sollte eine Ausweitung des ÖPNV-Angebots zeitnah überprüft werden. Hier können voraussichtlich Fahrzeuge mit mittleren bis hohen Fahrgastkapazitäten ergänzt werden, um eine Alternative zum MIV zu bieten. Die Betriebszeiten lassen sich durch die zeitliche Auflösung der Matrix erkennen.

Wo der Mobilitätsbedarf und auch der Reisewiderstand niedrig sind, gibt es wahrscheinlich ein Überangebot an konventionellen Linienverkehren. Ob hier leere Busse und damit ohne Nutzen fahren oder bestimmte Haltestellen ausgelassen werden können, lässt sich im nächsten Schritt anhand der Besetzungsgrade prüfen. Auch hier kann ein hochautomatisiertes Mobility on Demand-Angebot effizienter und attraktiver sein, als der konventionelle Linienbetrieb.

		Bedarf	
		niedrig	hoch
Widerstand	niedrig	Überangebot? → Besetzungsgrade prüfen	gut
	hoch	gut	Ausweitungspotential

Abbildung 1: Auswertung Reisewiderstand des ÖPNV vs. Mobilitätsbedarf

Ausblick

Das vorgestellte Modell lässt ebenso Änderungen des Graphen zu. Dadurch kann es zum Beispiel bei der Planung von zukünftigen Angeboten genutzt werden und bietet eine objektive Bewertungsmethodik für die zuvor vorgeschlagenen Maßnahmen.

Durch eine Erweiterung des Modells um Ridepooling-Angebote und die Berechnung des Modal Splits, können durchschnittliche Besetzungsgrade von Ridepooling berechnet werden und der Modal Shift vom MIV zum Umweltverbund abgeschätzt werden.

Referenzen

[1] Umweltbundesamt. "Energieverbrauch und Kraftstoffe." https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#kraftstoffe-dominieren (accessed 23.11.2023.

[2] B. f. V. u. d. Infrastruktur, "Mobilität in Deutschland - Zeitreihenbericht 2002 - 2008 - 2017," 2019. [Online]. Available: https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/pdf/MiD2017_Zeitreihenbericht_2002_2008_2017.pdf

[3] M. Benz. "DER eCITARO - Alle technischen Daten und Ausstattungen im Überblick." https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro/facts/facts-ecitaro.pdf (accessed 25.11.2023.

[4] Volkswagen. "ID. Buzz - Technische Daten." https://www.volkswagen-nutzfahrzeuge.de/de/modelle/id-buzz/technische-daten.html (accessed 25.11.2023.

[5] L. Spengler et al., "From Modeling to Optimizing Sustainable Public Transport: A New Methodological Approach," Sustainability, vol. 15, no. 10, p. 8171, 2023. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2071-1050/15/10/8171.

8.3.5. Evaluation von On-Demand-Verkehrssystemen im ÖPNV zur Förderung einer nachhaltigen Mobilität

Maurice GÖRGEN[1], Marc GENNAT

Einführung

In Anbetracht der Herausforderungen, die die Energiewende für den Verkehrssektor mit sich bringt, untersucht diese Studie On-Demand-Verkehrskonzepte als innovative Ergänzung zum traditionellen ÖPNV. Lange Fahrtzeiten, die als Haupthindernis für die Nutzung des ÖPNV identifiziert wurden, können durch solche flexiblen Verkehrslösungen deutlich reduziert werden [1], mit dem Ziel, eine attraktive Alternative zur Nutzung des MIV zu bieten.

Methode

Die Methodik in diesem Beitrag umfasst mehrere wichtige Schritte, um die Machbarkeit und Effizienz von On-Demand-Verkehrskonzepten im ÖPNV zu bewerten. Zuerst wird die Beschaffung geeigneter Kartendaten in Angriff genommen. OpenStreetMap [2] wurde als geeignetste Quelle identifiziert, da kommerzielle APIs wie Google Maps [3] aufgrund von Nutzungsbeschränkungen nicht praktikabel sind. Die OSM-Daten werden für die spezifischen Bedürfnisse des Straßenverkehrsmodells angepasst. Parallel dazu wird eine kommunale Umfrage zur Verkehrsnachfrage [4] der hier betrachteten Stadt Krefeld herangezogen. Anschließend wird die Fläche von Krefeld in Voronoizellen unterteilt, wobei ÖPNV-Haltestellen als Zentren gewählt werden. Für das Routung im Rahmen der folgenden Verkehrssimulation der On-Demand-Busse wurde der Concorde TSP Solver [6] eingesetzt. Dieser Ansatz ermöglicht es, komplexe Routenplanungsprobleme effizient zu lösen und realistische Simulationen von On-Demand-Diensten zu erstellen. Anschließend wurde mittels Mixed Integer Linear Programming (MILP) eine optimale Zonengenerierung des Zielgebiets bestimmt, indem Zellen entweder für sich bestehen oder mit anderen geclustert werden.

Simulation und Optimierung

Das Verkehrsnachfragemodell basiert auf einer stadtweiten Umfrage und OpenStreetMap-Daten und wird in ein optimiertes Simulationsmodell eingebettet.

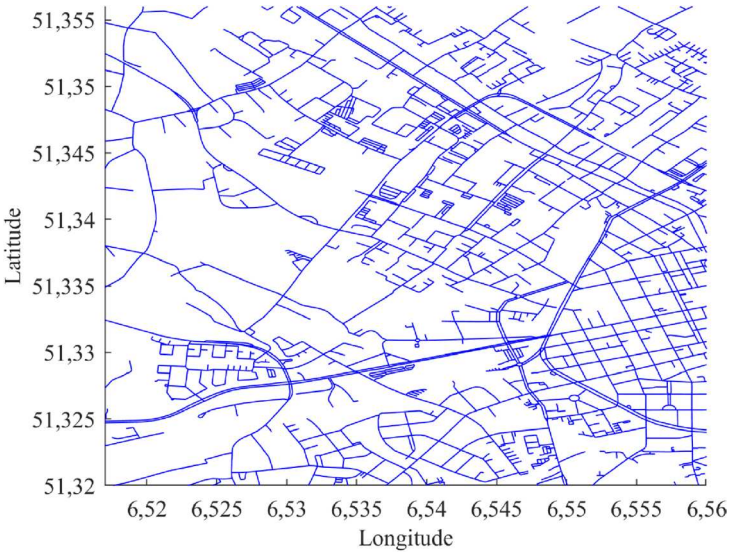


Abbildung 1: Darstellung eines Ausschnitts des MIV-Graphen

[1] SWK E² Institut Hochschule Niederrhein, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Tel. +49 2151 822-6697, Fax. +49 2151 822-6684, maurice.goergen@hs-niederrhein.de, www.e2.hsnr.de

Eine beispielhafte Verteilung der bereinigten OSM-Daten [2] wird verwendet, um ein detailliertes Straßennetz für das Routing von On-Demand-Bussen zu generieren. Dies ist in einem Ausschnitt in Abbildung 1 dargestellt.

Beispielhaft ist die Nachfrage für den Stadtteil Krefeld Hüls ist in Abbildung 2 dargestellt. Dabei ist die erwartete Nachfrage in rot und die Haltestellen in blau aufgeführt.

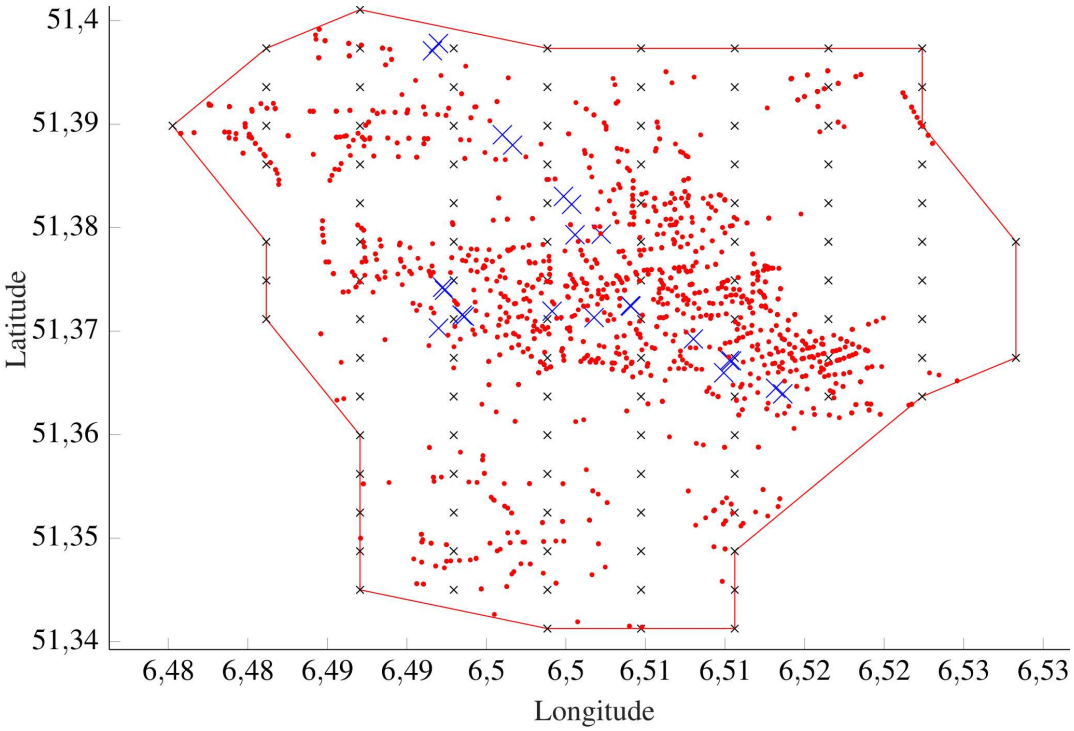


Abbildung 2: Darstellung stochastischer Nachfragestandorte in Krefeld Hüls

Das Modell löst iterativ Travelling Salesman Probleme für die Routenplanung von On-Demand-Bussen unter Verwendung des Concorde TSP Solvers.

Ergebnisse und Diskussion

Die Analyse zeigt, dass On-Demand-Verkehrsdienste in Krefeld machbar sind, insbesondere in Gebieten mit mangelnder ÖPNV-Anbindung. Die hohen Betriebskosten aufgrund niedriger Auslastung weisen jedoch auf die Notwendigkeit einer weiteren Optimierung und möglicher Subventionen hin [1]. Dieser Beitrag unterstreicht das Potenzial von On-Demand-Diensten, stellt jedoch auch die Bedeutung einer sorgfältigen Planung und Analyse der Kosten-Nutzen-Aspekte heraus, um nachhaltige und effiziente Mobilitätslösungen zu gewährleisten.

Referenzen

[1] Görgen, M. & Gennat, M.: SWK E2 Working Paper 1/2022. Entwicklung und Adaption von Optimierungsalgorithmen für On-Demand-Verkehre im öffentlichen Nahverkehr. Hochschule Niederrhein, 2022.
[2] OpenStreetMap contributors. (n.d.). OpenStreetMap.
[3] Google Ireland Limited: Google Maps API, https://developers.google.com/maps. Abgerufen: 01.11.2023
[4] https://www.openstreetmap.org.Abgerufen: Abgerufen: 01.11.2023
[5] C. Helmert und H. Henninger, „Mobilitätsbefragung zum werktäglichen Verkehrsverhalten der Bevölkerung in der Stadt Krefeld“. Aachen: Ingenieurbüro Helmert, 2017.
[6] Applegate, D., Bixby, R., Chvátal, V., & Cook, W. (n.d.). Concorde TSP Solver. http://www.math.uwaterloo.ca/tsp/concorde.html.

8.4. INNOVATIVE MOBILITÄTSTECHNOLOGIEN

8.4.1. Road Freight Decarbonization in the TEN-T Network in the Context of Future Energy Supply Infrastructures

Antonia GOLAB(*)[1,2], Sebastian ZWICKL-BERNHARD[3], Steffen BAKKER, Jonas MARTIN, Hans AUER

Motivation

The introduction of zero-emission technologies has been particularly difficult in the transport sector. By now, it has become evident that the one key element along the pathway to a decarbonized transport sector is the implementation of battery-electric vehicles in the passenger car sector. This zero-emission technology has become the most favorable replacement for combustion engines and for the usage of fossil-based fuels. This can be motivated by the triangulation of the following three facts: (1) The prices of battery packs have been constantly lowering, making it the cheapest option of all zero-emission alternatives, and, moreover, also cost-competitive with combustion engines. (2) This technology is also significantly more efficient in its energy consumption, given the minor losses in well-to-tank energy transmission, when comparing the electricity production of renewables and transmission via the power grid to the extraction of oil, energy losses in refinery and in the energy transfer from tank to wheel (77% vs. 21%). (3) Current alternatives for diesel and petrol, including e-fuels and bio-fuels, are less attractive options due to the complex and energy-intensive processes behind the production of these, leading to high costs and limited availability.

While this pathway is more or less determined for the passenger car sector, as well as for light-duty cars, the implementation of zero-emission heavy-duty vehicles is still surrounded by more challenges which are primarily driven by the requirements in the speed of charging/fueling, driving range and cost-sensitivity. Following existing literature on this topic [1], there are two main technologies “competing”: Battery-electric and hydrogen fuel cell vehicles. Because of the high maturity of battery-electric drive technology, many experts argue that this will be the main technology to be implemented in heavy-duty road transport. Simultaneously, many decarbonization scenarios project a high share of hydrogen fuel cell-powered trucks. One particular study that assumes a 55% share of heavy-duty transport fueled by hydrogen is dedicated to the planning of the future Hydrogen Backbone [2]. A strong argument supporting a high penetration of hydrogen in the fuel mix includes the range of hydrogen fuel cell vehicles which allows for a more flexible allocation of hydrogen fueling stations which can potentially decrease the transportation costs of the hydrogen between the production site and the refueling station - especially if it is located near or even directly connected to a hydrogen pipeline network.

The objective of this work is to identify if such spatially dependent opportunities will be able to make the application of hydrogen fuel cell vehicles cost-competitive and if so, identify under which conditions in routing, the availability of different hydrogen supply options, and other parameters (f.e. electricity price, carbon price, ...). This is applied to the Scandinavian-Mediterranean corridor which is part of the Trans-European Transport Network.

Method

To answer this research question, a model is formulated that includes the following functionalities:

- High geographical resolution: In order to analyze these local opportunities for the application of hydrogen fuel cell vehicles, the road network is represented on NUTS-2 level. Sensitivities

[1] Corresponding author: Antonia Golab, e-mail: golab@eeg.tuwien.ac.at
[2] Energy Economy Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25-29, E370-3, 1040 Vienna, Austria
[3] Department of Industrial Economics and Technology Management, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway

are also conducted at NUTS-3 level, in order to explore the limitations of this geographic resolution.

- Spatial flexibility: The coverage of fueling demand of a fleet traveling a certain route can be allocated in a flexible way. The location of the coverage of the energy demand thereby determines the allocation of a charging/fueling station. This way, infrastructure can be planned in the most efficient way and allocated with the consideration of local potentials.
- Modeling of the long-term developments in technological share: To observe, the resulting technological share in heavy-duty transport in regard to cost-optimality, the implementation of alternative technologies (battery-electric and hydrogen fuel cell) is observed within the time frame 2020-2050.

This model is graph-based and its main inputs are the infrastructures (f.e. current transport infrastructures, planned developments in hydrogen pipeline network), origin-destination travel demand, and various cost parameters, such as carbon prices and fuel prices.

The output of the model includes developments in technological share within the considered network and required capacities of charging and fueling infrastructure.

Results

Preliminary results indicate that within the studied area of the Scandinavian-Mediterranean corridor, most of the heavy-duty vehicles will be replaced by battery-electric trucks (see Figure 1). Hydrogen fuel cell technology is adopted for the transportation of merely 1% of total travel demand until 2050. Following these initial results, multiple sensitivities were tested in order to explore different potential leavers for the higher penetrations of hydrogen application:

- The delay in further battery technology improvement, causing battery-electric trucks to be a less attractive option.
- The earlier expansion of the hydrogen backbone, leading to early lower costs for hydrogen supply.
- The earlier drop in hydrogen fuel cell vehicle costs.

The results of studying these cases still consequences in a distinct transition to battery-electric vehicles, painting a similar picture of the transition as displayed in Figure 1.

This detected niche application of 1% in the results needs further studying and insights into the specific conditions of these applications.

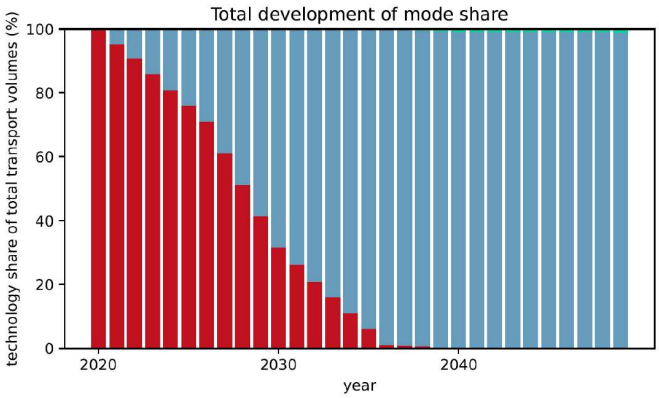


Abbildung 1: Development of in technology share in heavy-duty transport: diesel-fueled combustion engine(red), battery-electric (blue) and hydrogen fuel cell (green).

References

[1] Plötz, Patrick. "Hydrogen technology is unlikely to play a major role in sustainable road transport." *Nature electronics* 5.1 (2022): 8-10.

[2] Wang, Anthony et al., "Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen" European Hydrogen Backbone, https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf (last access November 29th, 2023).

8.4.2. Technological, Economic and Ecological Assessment of Powertrain Technologies in the Railway Sector

Maximilian WEBER[1], Christian ZINNER, Patrick PERTL, Alexander TRATTNER[2]

Introduction

Today only 56 % of the more than 200,000 km rail roads within the European Union are electrified using catenary lines [1]. The remaining routes are still mostly operated with diesel-based rail vehicles. In light of aggravating climate conditions due to the climate change and massive cost increases due to the aging fleet with internal combustion engine technology, the necessity to transition into sustainable propulsion systems becomes evident. However, the electrification of railway lines requires considerable resources and investment. Battery or fuel cell-powered trains are therefore promising alternatives especially for branch lines or less frequented routes.

Objective

As far as the utilization of the different propulsion systems is considered, all have their advantages and disadvantages. The question which alternate option is the best and should be used for regional rail traffic actually depends on the case-by-case boundary conditions such as geographic location, daily driving distance, political landscape, costs, environmental footprint and other aspects.

On a technology-neutral basis, this paper addresses a scientific comparison of different powertrain variants to replace the classic DMU (diesel multiple unit). To present a comprehensive and holistic analysis this includes the rolling stock as well as the infrastructure required to provide the corresponding energy source. The considered variants are the EMU (electric multiple unit), the BEMU (battery electric multiple unit) and the HEMU (hydrogen electric multiple unit). The EMU mainly consists of pantographs, transformers and electric machines. Its infrastructure includes the catenary line and transformer stations. The BEMU uses batteries to supply the electric machines via inverters with traction power. Its infrastructure comprises a charging station and a transformer station. The HEMU operates via a combination of fuel cells and batteries. Its infrastructure is built on an electrolysis system for renewable hydrogen production on site and a fueling station.

The evaluation of the different propulsion systems is performed on a multiple-criteria decision analysis taking the respective energy consumption, environmental footprint, total costs and further aspects, e.g. powertrain mass / volume, recharging / refueling times, resilience / safety or maturity / experience, into account. A crucial part of the comparison is the quantification of the resource use and greenhouse gas emissions as well as the calculation of the total costs. Regarding the environmental footprint a simplified life cycle assessment according to ÖNROM EN ISO 14040 [2] and ÖNORM EN ISO 14044 [3] is applied. This considers the resources and emissions in pre-use phase, i.e. extraction, manufacturing and transport, and use phase. With respect to the costs, the calculation is based on ÖNORM M 7140 [4] and distinguishes between CAPEX (capital expenditures) and OPEX (operational expenditures). The first includes all costs for investments and reinvestments, the latter all costs for maintenance and energy.

The basis for the evaluation is a longitudinal dynamics simulation of the vehicles. The models include all relevant components like propulsion system, HVAC (heating, ventilation and air conditioning) or thermal management as well as all general vehicle parameters and track information. Beyond the simulation model, a comprehensive database concerning profound external industry and vehicle data, latest academic publications, newest manufacturer information and in-house expertise is used. As these values are subject to variations, a baseline scenario is specified as a representation of the state of the art as well as an optimistic and a pessimistic scenario to cover those ranges of uncertainty.

[1] HyCentA Research GmbH, office@hycenta.at , www.hycenta.at
[2] Institute of Thermodynamics and Sustainable Propulsion Systems (ITNA)

Results

In this paper, the comparison is discussed using the example of a regional railway line with a relatively long and steep track. The railway route considered is a standard-gauge (1,435 mm), single-track line with a total distance of around 60 km. The height difference between the lowest and highest point is more than 350 m, which results in a maximum inclination of 50 ‰. Daily 18 cycles and 1,080 km are covered.

The resulting carbon footprint and total costs for each technology are given in Figure 1. The bars show the baseline scenario and both ends of the whiskers indicate the optimistic or pessimistic scenario. The DMU is driven with fossil diesel, the EMU and BEMU with electricity from renewable energies and the HEMU with renewable hydrogen produced decentralized by means of renewable electricity. As can be seen in (a), by far the largest carbon footprint is observed by the DMU. Although it is locally emission-free, the EMU is assigned to a significant number of CO_2-emissions which is primarily due to the construction of the catenary line and its demand for enormous amounts of resources. The BEMU and HEMU are responsible for considerably less CO_2-emisisons. From (b) it can be seen that DMU is still the most cost-effective technology, since it is highly sophisticated and is used for decades. The BEMU and HEMU result in additional costs of approximately 30-40 million € within a period of consideration of 30 years. By far the highest costs are credited to the EMU which is again due to the large extent of the electrification of the rail road.

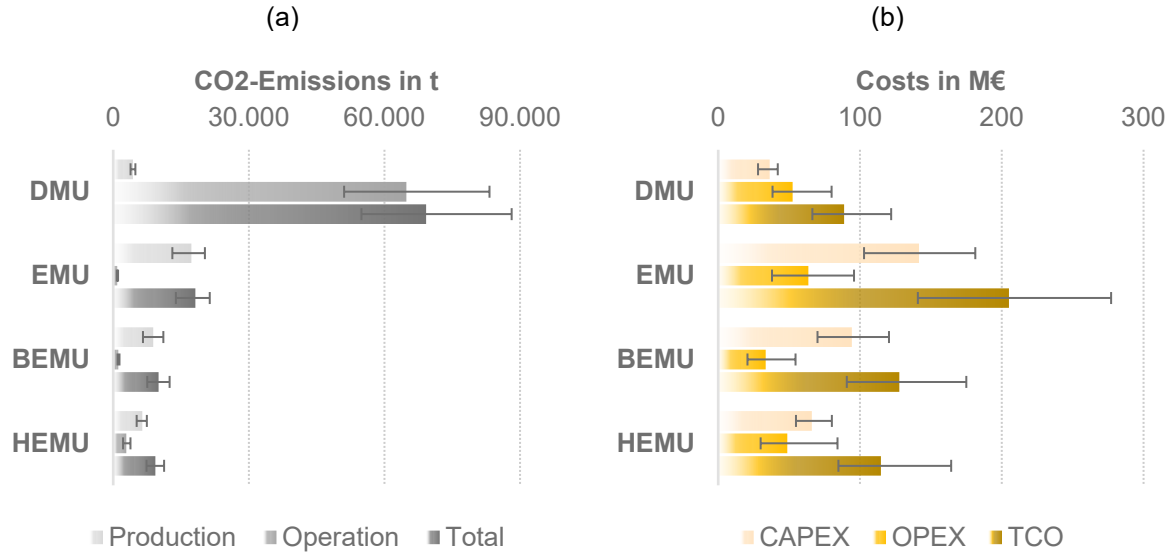


Figure 1: Comparison of CO_2-emissions and costs for different propulsion systems.

Conclusion

The choice of the optimum powertrain technology in terms of technological, economic and ecological targets depends largely on the routes, operating mode and operating conditions as well as the availability of renewable energy. The methodology and results presented offer a technology-open and technology-neutral assessment on a scientifically founded and validated basis and is therefore suitable for supporting decisions regarding the use of the optimum train technology.

References

[1] Statista. Share of the rail network which is electrified in europe. Available online: https://www.statista.com/statistics/451522/share-of-the-rail-network-which-is-electrified-in-europe/#statisticContainer.
[2] ÖNORM EN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen 2021, doi:10.31030/3179655.
[3] ÖNORM EN ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen 2021, doi:10.31030/3179656.
[4] ÖNORM M 7140: Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach dynamischen Rechenmethoden.

8.4.3. Reformierung von Industrieabgasen als Basis für E-Fuels zur Erreichung der CO_2 - Neutralität

Daniel REINER(*)[1], Marina ORLIĆ, Christoph HOCHENAUER, Vanja SUBOTIĆ

Einleitung

Da aktuell 97,5 % der 282 Mio. zugelassenen PKW in der Europäischen Union (EU) einen Verbrennungsmotor besitzen und der Anteil an mit Verbrennungsmotor betriebenen Neufahrzeugen (59,6% der PKW in 2021) nicht rapide zurückgeht, ist davon auszugehen, dass die Reduktion der Treibhausgase bis 2030 um 55% und eine Klimaneutralität bis 2050 in der EU nicht erreicht werden kann. Diese große Anzahl an Fahrzeugen kann in den nächsten Jahren nicht zur Gänze durch batterie- oder wasserstoffbetriebene Fahrzeuge ersetzt werden. Des Weiteren werden im Schwerlastverkehr als auch in der Luft- und Schifffahrt Kraftstoffe mit einer hohen Energiedichte benötigt und daher sollten genau in diesen Bereichen die fossilen Kraftstoffe durch klimaneutrale Alternativen abgelöst werden. Eine besonders vielversprechende Lösung für den CO_2-neutralen Betrieb zur Erreichung der Klimaziele stellen die so genannten E-Fuels dar. Darunter versteht man synthetische Kraftstoffe, die bei der Herstellung mithilfe erneuerbarer Energien aus Wasser und CO_2 oder kohlenstoffhaltigen Reststoffen die gleiche Menge CO_2 verbrauchen, wie bei der Verbrennung wieder ausgestoßen werden (siehe Abbildung 1). [1]–[3]

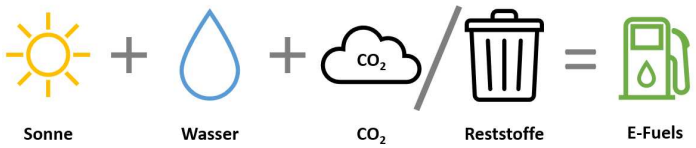


Abbildung 1: E-Fuel Definition [1]

Die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen im industriellen Umfang erfolgt Großteils über die Fischer-Tropsch Synthese (FT). Dabei wird Synthesegas (Wasserstoff und Kohlenmonoxid) in langkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt. [4] Das dabei verwendete Synthesegas stammt jedoch von fossilen Energieträgern. Ein Ansatz als mögliche Alternative ist Industrieabgase zu nutzen. Das für die FT benötigte hochreine Synthesegas kann mithilfe einer Co-Elektrolyse (Elektrolyse von CO_2 und H_2O) erzeugt werden. Da die im Industrieabgas enthaltenen Kohlenwasserstoffe der Elektrolysezellen schaden würden, kann ein Reformer eingesetzt werden, um diese in Synthesegas umzuwandeln. Der gesamte Herstellungsprozess ist in Abbildung 2 dargestellt.

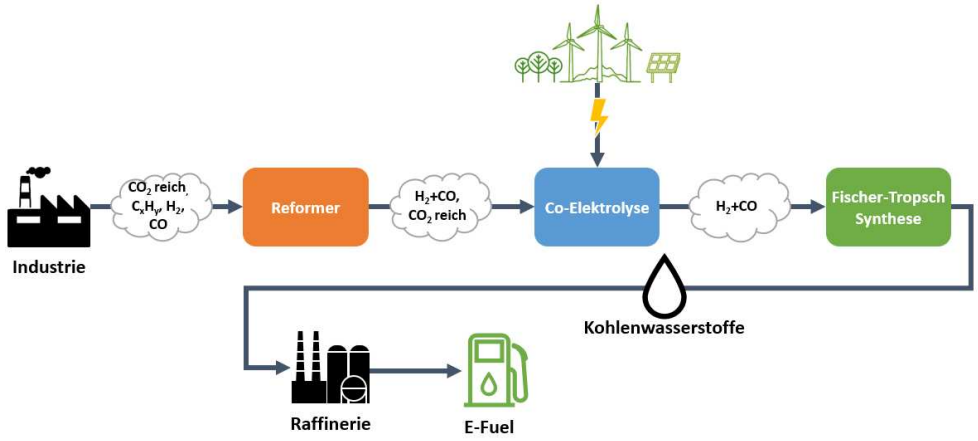


Abbildung 2: Möglicher Herstellungspfad von E-Fuels aus Industrieabgasen

[1] Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 25/B, A-8010 Graz, Tel.: +43-316-873-7805, Fax: +43-316-873-7305, daniel.reiner@tugraz.at, www.iwt.tugraz.at

Methodik

Ein Reformer besteht in seiner einfachsten Ausführung aus einem Reaktorrohr in dem sich ein Katalysator befindet. Innerhalb dieses Reaktors reagieren die im Gas enthaltenen Kohlenwasserstoffe mit H_2O, CO_2 nach Reaktion (1) und (2) zu Synthesegas (Wasserstoff und Kohlendioxid). Treten beide Reaktionen gleichzeitig auf, wird von Bi-Reformierung gesprochen. Die Betriebstemperatur liegt aufgrund des endothermen Charakters beider Reaktionen bei Temperaturen ab 800°C. [5], [6] Wird der Reformer als Pre-Reformer zu einem weiteren Reformer betrieben, wie es bei Vorhandensein höherer Kohlenwasserstoffe häufig der Fall ist, können Temperaturen weit unter 800°C zum Einsatz kommen. Um möglichst alle vorhandenen Kohlenwasserstoffe in Synthesegas umzuwandeln, enthalten die eingesetzten Katalysatoren nach heutigem Stand der Technik einen hohen Nickelanteil.

$$C_nH_m + n\ H_2O \rightleftarrows \left(n + \frac{m}{2}\right) H_2 + n\ CO \tag{1}$$

$$C_nH_m + n\ CO_2 \rightleftarrows \frac{m}{2}\ H_2 + 2n\ CO \tag{2}$$

Um eine Aussage über eine Eignung der Reformierung von Industrieabgasen für die Weiterverwendung des Produktgases für den in Abbildung 2 dargestellten Herstellungspfad von E-Fuels treffen zu können, wird die Bi-Reformierung in einem dafür entwickelten Prüfstand untersucht. Ein besonderes Augenmerk wird auf die Betriebsparameter wie Temperatur und Durchfluss gelegt, um deren Einfluss zu analysieren. Zum Zweck der Überprüfung der Eignung wird eine Gasanalyse am Ein- und Austritt des Reformers eingesetzt.

Ausblick und Schlussfolgerung

Die vorliegende Arbeit wird die Machbarkeit der Reformierung von Industrieabgasen im niedrigeren Temperaturbereich zwischen 500 und 700°C im Zuge der E-Fuel Herstellung näher betrachten. In der finalen Fassung wird näher auf die Einflüsse von Temperatur und Durchfluss bei der Reformierung eines Industrieabgases, das die Kohlenwasserstoffe Methan, Propan und Butan enthält, eingegangen. Die Ergebnisse werden zeigen, dass vor allem eine Reaktion der Kohlenwasserstoffe mit CO_2 (Reaktion (2)) kaum stattfindet. Für dieses Problem müssen hingegen geeignete Katalysatoren gefunden und erforscht werden, wobei das im Produktgas enthaltene CO_2 für die darauffolgende Co-Elektrolyse erwünscht ist.

Referenzen

[1] W. Maus Hrsg, „Zukünftige Kraftstoffe Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel ATZ/MTZ-Fachbuch“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.springer.com/series/12236

[2] „Fact sheet: cars - ACEA - European Automobile Manufacturers’ Association“. Zugegriffen: 1. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.acea.auto/fact/fact-sheet-cars/

[3] „Fit for 55 - The EU’s plan for a green transition - Consilium“. Zugegriffen: 9. Jänner 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/

[4] D. Pashchenko, „Syngas production through dry reforming: A review on catalysts and their materials, preparation methods and reactor type“, Chemical Engineering Journal, Bd. 452. Elsevier B.V., 15. Jänner 2023. doi: 10.1016/j.cej.2022.139416.

[5] Pavlovich Baskakov u. a., „Analysis on Operating Parameter Design to Steam Methane Reforming in Heat Application RDE Performance Evaluation Method of SOFC Power Unit with Anode Off-Gas Recirculation Optimization of Methane Reforming for High Efficiency and Stable Operation of SOFC Stacks Analysis on Operating Parameter Design to Steam Methane Reforming in Heat Application RDE“, IOP Publishing IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series, Bd. 962, S. 12052, 2017, doi: 10.1088/1742-6596/962/1/012052.

[6] M. Ayoub u. a., „Effects of operating parameters for dry reforming of methane: A short review“, doi: 10.1051/e3sconf/202128704015.

8.4.4. ATARaXiA – ein hocheffizienter Hubkolbenmotor für synthetische Kraftstoffe

Herbert FUNKE[1], Karl-H. FUNKE[2], Max SCHAULE[3]

Inhalt

Verbrennungskraftmaschinen bewegen die Welt seit über 200 Jahren und waren in diesem Zeitraum ein wesentlicher Antrieb des Industrialisierungsprozesses wie auch unseres damit verbundenen Wohlstandes. Die zwingend erforderliche Klimaneutralität bedeutet nun das Ende der Verbrennung fossiler Kraftstoffe.

Prinzipiell könnten Verbrennungsmotoren mit synthetischen Kraftstoffen aus regenerativen Energien klimaneutral betrieben werden, jedoch ist für viele Anwendungen eine Umstellung auf elektrische Antriebssysteme effizienter und wirtschaftlicher. Es werden jedoch Nischen verbleiben, in denen auf die hohe Energiedichte flüssiger Kraftstoffe in Kombination mit leistungsstarken Energiewandlern nicht verzichtet werden kann. Hier kommt dann der Gesamteffizienz bei der Verwendung synthetischer Kraftstoffe besondere Bedeutung zu. Entscheidend ist, dass das Gesamtsystem einen akzeptablen Kettenwirkungsgrad erreichen kann. Das vorliegende Paper zeigt einen neuartigen Hubkolbenmotor, der das Potenzial hat, über 65% der eingesetzten Kraftstoffenergie in mechanische Arbeit umzusetzen.

Methodik

Die geringe Effizienz bei der Umsetzung der Kraftstoffenergie in mechanische Arbeit ist ein wesentlicher Nachteil bisheriger Hubkolbenmotoren. Auch wenn Hubkolbenmotoren im Pkw-Bereich nominell Spitzenwirkungsgrade von bis zu 42% erreichen, so liegt die Effizienz im Mischbetrieb i.d.R. bei deutlich unter 30%. Auch große Schiffs- oder Industriemotoren erreichen maximal Wirkungsgrade bis zu 50% und verschwenden dabei mindestens die Hälfte der im Kraftstoff gebundenen Energie.

Ziel der Entwicklung des ATARaXiA-Motors ist eine signifikante Steigerung des energetischen Wirkungsgrades. Dieses wird im Wesentlichen durch eine veränderte Kurbeltriebkonfiguration erreicht, die eine Entspannung der Arbeitsgase bis zu einem Faktor 5 ermöglicht.

Das thermodynamische Konzept des ATARaXiA-Motors

Um einen höheren Wirkungsgrad des Motors erreichen zu können, ist eine signifikante Veränderung des thermodynamischen Kreisprozesses notwendig. Für hohe Kreisprozesswirkungsgrade sind hohe Spitzendrücke und Spitzentemperaturen erforderlich. Gleichzeitig müssen die Abgastemperaturen und auch der Abgasenddruck deutlich reduziert werden. Eine Aufheizung des Brennraums muss auf Durchschnittstemperaturen begrenzt werden, die eine aktive Brennraumkühlung verzichtbar machen. Der Gesamtprozess unter Einbeziehung einer externen Vorverdichterstufe wird dabei an den Verlauf des idealen Carnot'schen-Kreisprozesses angenähert. Der so dargestellte Kreisprozess erreicht Wirkungsgrade bis zu 78%. Für einen realen Motor sollten dabei Wirkungsgrade von über 65% möglich sein.

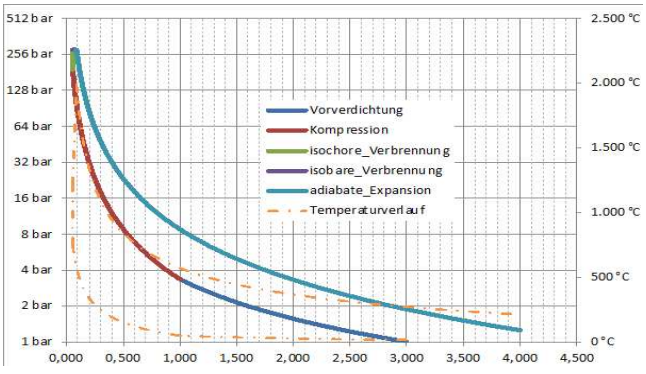


Abbildung 9: Kreisprozess des ATARaXiA-Motors mit einer um den Faktor 4 verlängerten Expansion. Wärmeabfuhr erfolgt bei der Vorverdichtung im Ladeluftkühler.

[1] Herbert Funke Hochschule Bielefeld, Interaktion 1, D-33619 Bielefeld, 0049 521 106 7694, herbert.funke@hsbi.de, www.hsbi.de
[2] Karl-H. Funke, ATARaXiA GmbH, Lucile-Grahn-Straße 43, D-80538 München, karlhfunke@mac.com
[3] Max Schaule, ATARaXiA GmbH, Lucile-Grahn-Straße 43, D-80538 München, m.schaule@gmx.de

Aufbau des ATARaXiA-Motors

Der Grundaufbau des Motors ähnelt einem konventionellen mechanisch aufgeladenen 4-Takt Hubkolbenmotor. Allerdings ist der Motor extrem langhubig ausgelegt. Typischerweise verfügt ein solch langhubiger Motor über ein zusätzliches Kreuzkopfgelenk. Im Ansaug- und Verdichtungstakt nutzt der Kolben nur einen kleinen Teil des maximalen Zylinderhubes. Der Arbeitstakt hingegen ist um das 3-5-fache gegenüber dem Verdichtungstakt verlängert. Die Arbeitsgase kühlen dabei auf relativ niedrige Temperaturen um 200°C ab. Es kann bis zum Umgebungsdruck entspannt werden. Der Brennraum des Motors erwärmt sich dabei insgesamt auf moderate Temperaturen, die keine aktive Brennraumkühlung mehr erfordern.

Abbildung 10: Aufbau des ATARaXiA-Motors

Das Kernstück des Motors ist der Kurbeltrieb mit einer Doppelkurbelwelle, bei der auf dem Kurbelzapfen der zentral angeordneten Hauptkurbel eine zweite Kurbel angeordnet ist, deren Kurbelzapfen mit dem unteren Pleuellager verbunden ist. Die Sekundärkurbel ist drehfest mit einem Zahnrad verbunden, das auf einem zentral angeordneten feststehenden Zahnrad abwälzt. Beide Zahnräder haben die gleiche Zähnezahl. Die Ausführung als unrunde Zahnräder reduziert dabei die Lastspitzen in der Verzahnung.

Diese Konfiguration führt dazu, dass der Kolben über eine Umdrehung der Hauptkurbelwelle zwei unterschiedlich lange Hubbewegungen ausführt. Die kurze Hubbewegung wird dabei dem Ansaug- und Verdichtungstakt zugeordnet. Die lange Hubbewegung beschreibt den Arbeits- und den Ausschiebetakt. Die Überexpansion, die das Hubverhältnis zwischen Arbeits- und Verdichtungstakt beschreibt wird vorwiegend über das Verhältnis der Kurbellängen festgelegt und liegt hier in einem Bereich zwischen 3 und 5.

Eine besondere Möglichkeit ergibt sich, wenn das vermeintlich feststehende zentrale Zahnrad schwenkbar gelagert wird: Mit einer Schwenkbewegung um wenige Winkelgrade lässt sich die Kolbenhubkurve im laufenden Betrieb so verstellen, dass die oberen Totlagen des Kolbens variabel sind. Auf diese Weise ist eine Verstellung der Verdichtung des Motors im laufenden Betrieb möglich.

Ergebnisse

Der ATARaXiA-Motor ist für zukünftige Anwendungen gedacht, bei denen eine vollständige Elektrifizierung nicht möglich ist. Folgende Einsatzmöglichkeiten seien hier genannt:

- Schiffsmotoren
- Stationärer Kraftwerkseinsatz (z.B. für Regelenergie)
- Range-Extender für elektrischen Schwerlastverkehr

Besondere Eigenschaften des Motors sind eine deutliche Effizienzsteigerung gegenüber bisherigen Verbrennungsmotoren und die damit verbundene geringe Wärmeentwicklung. Bei entsprechender Auslegung auf Expansion der Abgase nahe des Umgebungsdruckes ist auch die Geräuschentwicklung sehr gering, da der bei üblichen Hubkolbenmotoren auftretende Überschallknall beim Öffnen des Auslasses entfällt. Nachteilig kann die sehr lange Bauform sein.

Ziel der Entwicklung ist es, für zukünftige Motoranwendungen, die nicht umhinkommen, synthetische Brennstoffe einsetzen zu müssen eine so hohe Energieeffizienz zu erreichen, dass mindestens 2/3 der eingesetzten Kraftstoffenergie in Antriebsenergie umgesetzt werden.

Referenzen

[1] Patentschrift DE 10 2018 118 322: Kurbeltrieb für eine Viertakt-Hubkolben-Brennkraftmaschine; ATARaXiA GmbH, Lucile-Grahn-Straße 43, D-80538 München

8.4.5. Untersuchung von Mischungseffekten paraffinischer Brennstoffe mit mineralölstämmigen Restmengen im Tank

Metalia IRAWAN-PIEPERHOFF[1], Laurin GRABLER, Wolfgang SCHRADER[2]

Inhalt

Die Vornorm DIN/TS 51603-8 [1] bestrebt, alternative paraffinische Produkte zur Reduktion des CO2-Ausstoßes im Heizölmarkt einzusetzen. Dann wäre die Betankung von Heizölverbraucheranlagen mit 100 % paraffinischem Heizöl möglich, derzeit sind nur bis zu 30 % erlaubt. Wird ein paraffinischer Brennstoff auf einen nicht vollständig entleerten Tank aufgetankt, so ergibt sich eine Vermischung mit (üblicherweise schon mehrere Jahre altem) konventionellem Heizöl. Je nach Restfüllstand des Tanks werden Mischungsverhältnisse zwischen 10 % bis 50 % Altprodukt in Paraffin erwartet. Im Gegensatz zu Mineralölprodukten sind Paraffine unpolare Produkte. Die Löslichkeit von polaren Alterungsprodukten ist damit geringer. Im Gegensatz zu einer Betankung mit gleichem Produkt können dabei aufgrund der chemisch-physikalischen Unterschiede einige Schwierigkeiten auftreten. Die resultierenden Mischungen im Tank bestehen nach dem Tanken nun zum großen Teil aus Paraffin, wobei aber zusätzlich Alterungsprodukte aus dem alten Heizöl und ggf. Sedimente enthalten sind. Zum einen ist es möglich, dass die Alterungsprodukte, die vorwiegend oxygeniert und somit polar sind, leichter aus der paraffinreichen, unpolaren Mischung ausfallen. Je nach Additivierung und wie lange die Ruhezeit zwischen dem Auftanken und dem Wiedereinschalten der Anlage ist, können auch die Sedimente durch die Aufwirbelung beim Betankungsvorgang mobilisiert und in den Brennnstofffilter transportiert werden, sodass dieser verstopft. Je nach entstandenem Mischungsverhältnis im Tank können auch weitere ungünstige Mischungseffekte auftreten. Zu all diesen möglichen Schwierigkeiten gibt es bisher keinen ausreichenden Kenntnisstand. Unklar ist, welche Wechselwirkungen von paraffinischen Produkten mit mineralölstämmiger Altware zu erwarten sind. Um aber Paraffine auch in reiner Form im Heizölbereich einsetzen zu können, muss geklärt werden, in welchem Ausmaß die oben beschriebenen und ggf. weitere Effekte auftreten und wie sie vermieden werden können.

Methodik

Im Rahmen eines durch die IGF geförderten Projekts sollen die Mischungseffekte von mineralölstämmigen Tankrestmengen mit frischen synthetischen paraffinischen Heizölen werden hier sowohl mit den Auswirkungen im technischen Bereich als auch auf molekularer Ebene untersucht. Im ersten Schritt werden die Blends aus und ungealterten synthetischen Heizölen vorgesehen (20 % bis 50 % Altware in paraffinisches Heizöl) detailliert untersucht. Als Paraffine werden hier GtL (Gas to Liquid) und HVO (Hydrotreated Vegetables Oils) mit unterschiedlicher Additivierung ausgewählt, um auch den Einfluss von Clean-up-Additiven zu untersuchen. Als Altware werden hier ältere Heizöle ausgesucht, die sowohl noch normgerechte als auch nicht mehr normgerecht sind.

Um das Verhalten bei weiter andauernder Lagerung analytisch untersuchen zu können wird daher eine Langzeitlagerung der Blends bis 18 Monaten bei 40°C in offenen Glasbehältern durchgeführt. Mit einem ATES-Prüfstand aus DGMK 729 [2] soll die Wechselwirkung von Kraft- und Brennstoffen und realen Brennerbauteilen mittels Kreislaufprüfstand überprüft werden. Er bildet ein Heizölbrennersystem von der Bevorratung bis zu Düse ab. Mit einem geringen Volumen von 5 Liter werden die Brennstoffsmischungen durch Temperatur und Licht anwendungsnah in verkürzter Zeit gealtert.

Von den gealterten Produkten werden die flüssige Brennnstoffphase und das ausgefallene Sediment untersucht. Hierbei werden die Standardanalyseverfahren wie Oxidationsstabilität, Gesamtverschmutzung, Aromatengehalt, Destillationsverläufe und Wassergehalt werden durchgeführt.

[1] OWI Science4Fuels, Kaiserstr.100, 52134 Herzogenrath, +49-2407 – 9518137, E-mail: m.irawan-pieperhoff@owi-aachen.de, www.owi-aachen.de
[2] Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Kaiser-Wilhelm-Platz 1, 45470 Mülheim an der Ruhr, +49.208.306-2271, Email: grabler@kofo.mpg.de, www.kofo.mpg.de

Des Weiteren werden analytische Verfahren für die Untersuchung von Feststoffen und Flüssigkomponenten entwickelt, unter anderem mittels hochauflösender Massenspektrometrie [3].

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse der standardisierten Analytikmethoden von den verschiedenen Blends ergab eine gute Stabilität innerhalb der ersten sechs Monate Lagerzeit. Innerhalb dieses Zeitraums zeigten sich noch keine Veränderungen, sowohl bei den reinen fossilen und synthetischen Heizölen, beziehungsweise bei den Blends. Die Oxidationsstabilität, sowie die weiteren Testparameter blieben innerhalb des ersten Testzeitraumes in allen Proben näherungsweise konstant. Auch auf molekularer Ebene konnten keine Veränderungen festgesellt werden. Auffällig war, dass die beiden fossilen Heizöle unterschiedlichen Alters (3 und 5 Jahre Lagerhistorie) eine sehr vergleichbare Zusammensetzung aufwiesen, mit nur geringfügigen Unterschieden in der Zusammensetzung der einzelnen Klassen. Da vor allem der Gehalt an sauerstoffhaltigen Verbindungen sehr ähnlich ist, traten die wichtigsten Alterungserscheinungen möglicherweise innerhalb der ersten drei Jahre auf.

Die Untersuchung mit den Standartanalysenverfahren ergaben sich bisher noch keine unerwarteten Ergebnisse, es wurden nur die für eine Alterung typischen Veränderungen gefunden, wie z.B. Anstieg des Wassergehalts und Absinken der Oxidationsstabilität. Der ATES-Prüfstand zeigte in einigen Fällen eine Durchflussverlaufsabnahme, welche auf Ablagerungen in den Bauteilen zurückzuführen sind, die zur Verstopfung der Düse verursacht, wie in der untenstehenden Abbildung zu sehen ist.

Abbildung 1: Düse nach der Alterungslauf im ATES-Prüfstand bis 883 h mit Altware Heizöl

Zum jetzigen Zeitpunkt zeigt die versuchsweise Lagerung von Heizölblends mit paraffinischen Brennstoffen, sowohl im Modell der offenen Tanklagerung als auch im simulierten technischen Betrieb des ATES-Prüfstands, keine qualitativen Unterschiede zwischen den beiden Arten von Heizölen bezüglich ihrer Lagerstabilität. Auch eine gemeinsame Lagerung im Rahmen eines Transitionsprozesses scheint zum jetzigen Zeitpunkt möglich zu sein, da die Blends innerhalb der technischen Parameter bleiben.

Referenzen

[1] DIN/TS 51603-8 Flüssige Brennstoffe – Heizöle – Teil 8: Paraffinische Heizöle, Mindestanforderungen, 2021.
[2] MARTIN, N., FELDHOFF, S., KOCH, W.: Anwendungstechnische Eigenschaften flüssiger Brennstoffe mit biogenen Anteilen, DGMK Forschungsbericht 729, ISBN 978-3-941721-53-1,2015
[3] VETERE, A.; SCHRADER, W.: Mass Spectrometric Coverage of Complex Mixzures: Exploring the Carbon Space of Crude Oil, ChemistrySelect, pp. 47-54, 2017

8.4.6. Entwurf und Modellierung eines direktem kryogenem LH2-Treibstoffsystems für den Einsatz in Flugzeugen

Fynn THILKER(*)[1], Andreas TRAMPOSCH, Fabrice GIULIANI

Kurzfassung

Inhalt

Die Entwicklung effizienter und nachhaltiger Treibstoffsysteme für Flugzeugtriebwerke ist zu einem der wichtigsten Aspekte geworden, um das langfristige Ziel der Netto-Null-CO_2-Emissionen aus der Luftfahrt bis 2050 zu erreichen. Dies betrifft nicht nur die Auswahl des Betriebstreibstoffs, sondern auch seine Lagerung und Verarbeitungsbedingungen. Dabei liegt die Modifizierung von herkömmlichem und bereits bestehendem System nahe, da dies nicht nur wirtschaftlicher, sondern auch Zeit und Ressourcen sparender ist. Frühere Studien zeigen, dass die Verwendung von flüssigem Wasserstoff (LH_2) aufgrund seiner hohen spezifischen Wärmekapazität im Vergleich zu Hochdrucksystemen eine längere Ausdauer für Luftfahrzeuge und eine effektive Motorkühlung bieten kann. Diese Arbeit ist Teil des LIQORNE (LIQuid hydrogen for airbORNE application) Projekts, das ein Wasserstoff-Flugzeugtanksystem mit direkter kryogener LH_2-Zufuhr untersucht.

In diesem Zusammenhang wurde ein Systemmodell entwickelt, das sich darauf konzentriert, kontinuierlich LH_2 in den Motor zu speisen und überflüssigen Treibstoff und Motorwärme für die Gasifizierung und Verbesserung der Wasserstoffexpansion zurückzugewinnen. Dieser Ansatz hilft, das Risiko von Vereisung und Abkochen in den Systemkomponenten zu kontrollieren und ermöglicht ein leichteres und kompakteres System. Durch die Implementierung eines kontinuierlichen Treibstoffumlaufs und die Integration eines Durchflussregelventils in der Nähe der Motorinjektion ist es realistisch, kürzere Vollgas-Reaktionszeiten zu überprüfen und zu erreichen. Das Potenzial dieser Architektur liegt in ihrer Effizienz und Flexibilität, da sie LH_2 nicht nur als Verbrennungstreibstoff verwendet, sondern auch den überflüssigen Treibstoff zur Kühlung, Tankdruckregelung und Heizung für optimale Expansion vor der Einspritzung nutzt.

Methodik

Um erste Annäherungen an das Verhalten des Systems zu liefern, beschreibt diese Arbeit ein Simulationsmodell (siehe Abbildung 1), das mit der Simscape Software für ein kleines zweimotoriges Mittelstreckenflugzeug und ein kleines einmotoriges Tourenflugzeug erstellt wurde. Dieses Modell konzentriert sich auf die Abmessungen der Komponenten, einschließlich Tanks, Rohre, Verbraucher und des Wärmeaustauschs zwischen den Systemen, hinsichtlich ihres thermodynamischen Verhaltens. Die Treibstoffeigenschaften basieren auf der thermophysikalischen Datenbank CoolProp, die eine genaue Erfassung von Phasenänderungen, Temperatur- und Druckberechnungen im System ermöglicht. Diese Simulation basiert dabei nicht nur auf numerischen Analysen, sondern wird ebenfalls mit analytischer vereinfachter Berechnung (ideales Gasgesetz) verglichen. Dies ist notwendig, um erste thermodynamische Eigenschaften des Systems zu validieren.

[1] FH Joanneum Graz Luftfahrtinstitut, Alte Poststraße 149 8020 Graz Austria, +49157 34336147, fynn.thilker@edu.fh-joanneum.at
[2] FH Joanneum Graz Luftfahrtinstitut, Alte Poststraße 149 8020 Graz Austria, +43 316 5453-6445, andreas.tramposch@fh-joanneum.at
[3] Combustion Bay One e.U, Schuetzenhofgasse 22 8010 Graz Austria, +43 316 22 89 80, Fabrice.Giuliani@CBOne.at, https://www.cbone.at

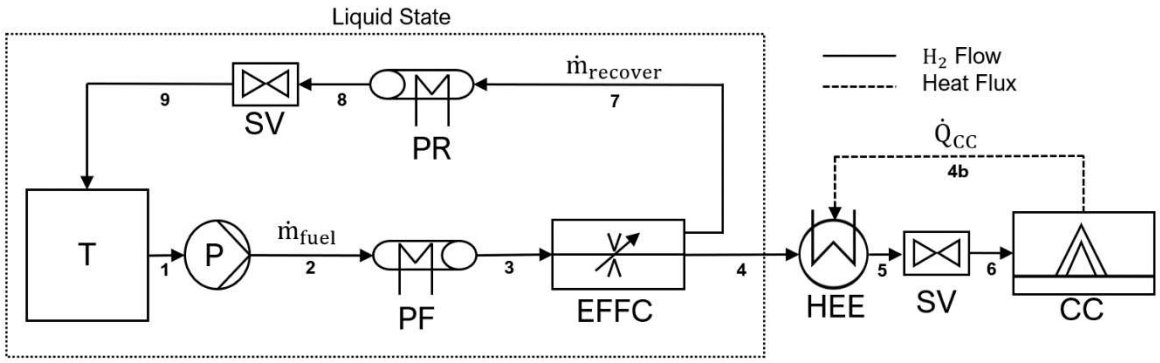


Abbildung 1: Simulationsschaltbild des kryogenem LH2-Treibstoffsystems mit der Rückführung von überflüssigem Treibstoff

Ergebnisse

Durch Validierung gegen frühere state-of-the-art Studien wird erwartet, dass das Modell erste Dimensionen des Systemvolumens, einen Vergleich des Systemgewichts zwischen flüssigen und druckgetriebenen Architekturen sowie eine potenzielle Effizienzsteigerung liefert. Hinzu sollen erste Eindrücke von Energieänderungen und den dafür benötigten Systemmodifikationen erlangt werden, um die Umsetzbarkeit für flüssige Wasserstoffsysteme in Bezug auf Effizienz und Sicherheit zu garantieren.

Erste Resultate, wie in Abbildung 2 dargestellt, zeigen das erste thermodynamische Verhalten des Systems. In dieser Abbildung werden die Temperatur-, Druck- sowie Phasenänderungen am Ein- und Auslass dargestellt. Dabei ist festzustellen, dass die angewandten Umgebungsbedingungen eine Phasenänderung von flüssig zu gasförmig und ein Gemisch hervorrufen. Dies bedeutet, dass Insolationsmethoden sowie geometrische Eigenschaften der Bauteile angepasst werden müssen, um unter bestehenden Bedingungen eine flüssige Kraftstoffrückführung zu erreichen.

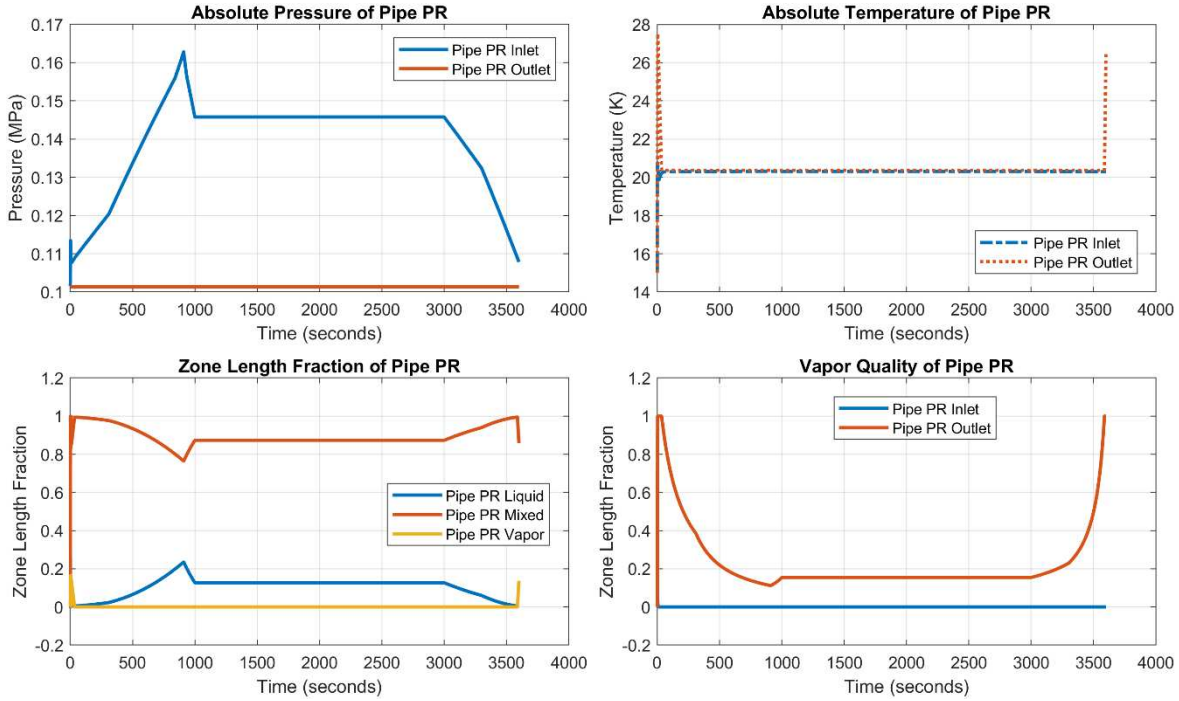


Abbildung 2: Simulationsergebnisse der rückführenden Kraftstoffleitung mit einem dynamischen Flugmanöver

Aufgrund des parametrischen Modellentwurfs können verschiedene Untersuchungsfälle angewendet werden, um den optimalen Betriebspunkt zu finden und sich an verschiedene Anwendungen anzupassen. Dies sorgt für eine flexiblere Anwendung des Systems und dient als Basis für weitere Untersuchungen hinsichtlich numerischer Simulationen und experimenteller Tests.

8.5. LADEASPEKTE ZUR ELEKTROMOBILITÄT

8.5.1. Smart charging oder V2G? Das wirtschaftliche Flexibilitätspotential von e-Fahrzeugflotten

Guntram PREßMAIR(*), Jakob PAPOUSCHEK, Martin MAYR[1], Michael THELEN[2]

Inhalt

Mobilität ist ein Grundbedürfnis. Besonders mit zunehmender Elektrifizierung des Individualverkehrs wird eine sinnvolle Sektorkopplung von Mobilität und Stromsystem immer wichtiger. Intelligentes Lademanagement ist dabei einerseits eine dringende Notwendigkeit um Netze nicht zu überlasten und andererseits eine Chance, das Gesamtsystem effizienter zu machen und gezielt erneuerbare Energie zu nutzen. Neben dem klassischen lokalen Lastmanagement zur Vermeidung von Lastspitzen am (Haus-)Anschluss, ermöglicht die bidirektionale Kommunikationsschnittstelle nach ISO 15118 [1] weitere umfassendere Ladestrategien. Technisch kann hier zwischen smart charging, also gesteuertes Laden auf Basis externer Signale (z.B. Preis), und dem aufwändigeren vehicle-to-grid (V2G), bei dem Strom aus der Batterie auch wieder ins Stromnetz abgegeben wird, unterschieden werden [2].

In diesem Kontext beschäftigt sich das Projekt GAMES [3] mit der Frage, wie gemeinschaftlich genutzte e-Fahrzeugflotten, d.h. Car-Sharing oder Firmenflotten, durch intelligentes und bidirektionales Laden Flexibilitätsdienstleistungen anbieten können. Alleine aufgrund er zukünftigen Anzahl an e-Fahrzeugen auf den Straßen ist das theoretische Flexibilitätspotential sehr groß, jedoch herrscht Ungewissheit darüber, inwiefern das für den einzelnen Nutzer bzw. Flottenbetreiber auch wirtschaftlich sein kann.

Die vorliegende Arbeit liefert erste Einblicke in die Fallstudien von GAMES und zeigt das wirtschaftliche Potential unter aktuellen Marktbedingungen auf. Mit einem Optimierungsmodell werden anhand realer Mobilitätsdaten unterschiedliche Flotten-Szenarien und Use Cases für die Nutzung der Flexibilität modelliert. Zentrale Frage ist dabei auch, ob und in welchem Ausmaß V2G-Anwendungen gegenüber smart charging einen monetären Vorteil liefern.

Methodik

Als Vorarbeiten zur Modellierung der konkreten Fallstudien wurden ein nationaler und ein internationaler Stakeholder-Workshop mit innovativen Unternehmen, Flottenbetreibern, Regulierungsbehörden und Akteuren der E-Wirtschaft durchgeführt. Ebenso wurde ein breit angelegter Ideenwettbewerb im Rahmen des Projekts veranstaltet. Aus den gewonnenen Erkenntnissen wurden eine Reihe an Use Cases definiert, für welche die Flexibilität der Flotten erfolgreich vermarktet werden könnte. Diese reichen von einfachem preisbasiertem Laden bis hin zur Bereitstellung von Regelenergie.

Als Fallstudien wurden eine Firmenflotte in Österreich, ein stationsbasiertes Carsharing in der Schweiz und ein Free-Floating Carsharing in Israel identifiziert. Mit realen Daten zu Fahrzeugtypen und Mobilitätsverhalten liefern sie eine Grundlage für alle weiteren Analysen.

Das eigens entwickelte Flexibilitätsmodell wurde schließlich als Optimierungsmodell in der Softwareumgebung GAMS implementiert. Aus Sicht der Energiesystemmodellierung kann es als ein „dynamic economic dispatch“ Modell bezeichnet werden [4]. Die grundsätzliche Modellogik ist wie folgt aufgebaut (Abbildung 1):

- Aus den realen Mobilitätsdaten wird ein Fahrverhalten abgeleitet, teilweise mit probabilistischen Methoden. Daraus ergeben ich Ankunfts- und Abfahrtszeiten an den

[1] e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-0, guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at
[2] Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH, Jakob Haringer Straße 5/3, 5020 Salzburg, +43 662 2288-308, michael.thelen@salzburgresearch.at, http://www.salzburgresearch.at

Ladestationen sowie der Ladestand bei der Ankunft. Außerdem werden die Fahrzeugtypen spezifiziert, d.h. Batteriegröße und Ladeleistung inkl. Ladeverluste.

- In der eigentlichen Optimierung wird das Ladeverhalten der angesteckten Fahrzeuge optimiert, wobei die laufenden Energiekosten minimiert werden sollen. Ebenfalls berücksichtigt werden die Kosten für die Batteriedegradation durch häufigeres Laden und Entladen. Das Modell ist aus Sicht der einzelnen Ladestation aufgebaut, d.h. verschiedene Fahrzeuge stehen während ihrer Standzeiten an der Ladesäule als Flexibilität zur Verfügung. Der Ladestand wird in dieser Zeit modelliert, jedoch nicht während der einzelnen Fahrten. In dieser Logik kann eine große Zahl an Ladevorgängen modelliert werden.
- Als Output liefert das Modell je Viertelstunden-Zeitschritt die geladenen (und eingespeisten) Energiemengen. Somit kann eine optimale Ladestrategie modelliert werden, auch im Zusammenspiel mit weiteren Flexibilitäten und Speichern am Standort (Batterien, Wärmepumpen etc.).

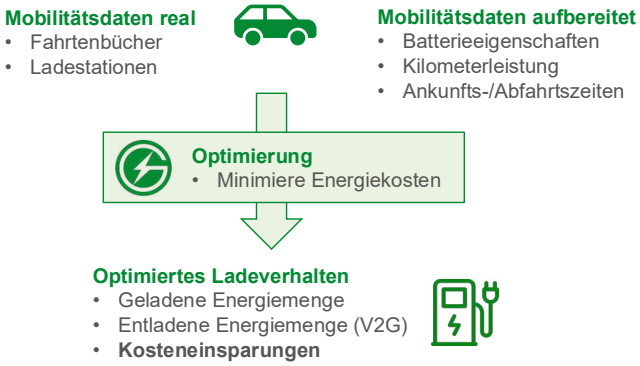


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Modelllogik

Ergebnisse

In dieser Arbeit werden die ersten Ergebnisse der Fallstudie aus Österreich präsentiert. Als Use Cases werden dabei erstens ein preisbasiertes Ladeverhalten auf Basis der stündlichen Börsenpreise untersucht und zweitens Eigenverbrauchsoptimierung am Firmenstandort in Verbindung mit lokaler PV-Erzeugung. Dabei werden die Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Szenario mit ungesteuertem Ladeverhalten berechnet. Bei der Gegenüberstellung zwischen unidirektionalem smart charging und V2G ist zu erwarten, dass der Großteil der Kosteneinsparungen durch smart charging zu Stande kommt. Der zusätzliche Nutzen durch V2G soll quantifiziert werden, wird jedoch als gering eingeschätzt. Somit sollen die Ergebnisse zeigen, ob V2G in diesem Fall eine wirtschaftlich sinnvolle Anwendung ist, oder die Investitionskosten für bidirektionales Laden zu hoch sind.

Das Projekt GAMES wird im Rahmen des Programms ERA-Net Smart Energy Systems im Joint Call 2020 gefördert. Dabei erfolgt die Finanzierung durch das Horizon 2020 Programm der Europäischen Union (grant agreement no. 883973).

Referenzen

[1] International Organization for Standardization, DIN EN ISO 15118-1: Straßenfahrzeuge - Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation - Teil 1: Allgemeine Informationen und Festlegungen der Anwendungsfälle. Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.beuth.de/de/norm/din-en-iso-15118-1/308326326

[2] International Renewable Energy Agency, „Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles“. Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_EV_smart_charging_2019_summary.pdf

[3] GAMES, „GAMES - Grid-Aware Mobility and Energy Sharing“. Zugegriffen: 10. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://games-innovation.net/

[4] A. Soroudi, „Dynamic Economic Dispatch“, in Power System Optimization Modeling in GAMS, Cham: Springer International Publishing, 2017, S. 95–118. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4_4.

8.5.2. Dezentrales vs. zentrales Lademanagement von Elektroautos im Quartier

Paula OBERFEIER(*)[1], Arne SURMANN, Niklas HAIN, Anna ROTHENHÄUSLER(*), Arne GROß[2] und Matthias KÜHNBACH

Einleitung

Die Integration von 15 Mio. Elektrofahrzeugen EVs bis 2030 sowie eine nahezu vollständige Elektrifizierung des PKW-Verkehrs in Deutschland wird eine enorme Belastung für die derzeitigen Stromnetze mit sich bringen [1]. Kritisch sind dabei insbesondere gleichzeitige Ladevorgänge und daraus resultierende Spitzenlasten [2]. Um eine Überlastung der Stromnetze zu vermeiden, ist ein möglicher Lösungsansatz der Einsatz die Steuerung von lokalen Flexibilitäten bspw. innerhalb eines Quartiers, Mehrfamilienhauses oder einer Energy Community [3].

Innerhalb dieses Papiers simulieren wir ein Mehrfamilienhaus, dessen Ziel es ist, die Spitzenresiduallast der Gesamtkomplexes über ein optimiertes Lademanagement zu minimieren. In der Literatur finden sich verschiedene Steuerungskonzepte, um ein solches Ziel zu erreichen. In dieser Studie liegt der Fokus auf dem Vergleich zweier Optimierungskonzepte: Einerseits eine zeitlich disktrete Simulation eines zentralen Optimierungsansatz und andererseits ein dezentrales, agentenbasiertes Modell, das zeitlich kontinuierlich agiert. Überprüft wird, inwiefern die jeweiligen Modelle in der Lage sind, die Residuallast eines Komplexes zu minimieren.

Case Study

Für den Vergleich der beiden Betriebsführungskonzepte wird ein Mehrfamilienhaus mit 16 Parteien simuliert. Wir nehmen an, dass jede Partei ein EV besitzt. Die Fahrzeugnutzungs- und Ladeprofile (ungesteuert) werden mit dem Simulationstool *synPRO* erstellt [4]. Zusätzlich wird mithilfe einer stochastischen Bottom-up-Simulation ebenfalls über synPRO je ein Lastprofile pro Wohnungsebene erstellt [5]. Der Gesamtkomplex hat einen Jahresverbrauch von 66924 kWh, 22709 kWh resultieren aus dem Laden der Elektroautos. Basierend auf Wetterdaten für ein Testreferenzjahr für den Standort Kaiserslautern werden PV-Profile für 4 Dach und eine Fassadenanlage mit einer Gesamtleistung von 58 kWp erstellt und für die nachfolgenden Simulationen aggregiert. Die PV-Anlage wurde so dimensioniert, dass eine bilanzielle Autarkie ermöglicht wird.

Methodik

Die betrachteten Optimierungsmodelle minimieren die Stromkosten des Mehrfamilienhauses, indem die Flexibilität der EVs für ein optimiertes Lademanagement ausgenutzt wird. Die Minimierung der Residuallast ergibt sich implizit, da der hauseigene PV-Strom als kostengünstiger angenommen wird als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Modellierung des Elektrofahrzeugs

Das elektrische Modell eines EV wird nach der folgenden Gleichung bestimmt.

$$s_{i,t+1} = s_{i,t} + \frac{\Delta t \cdot P_{i,t} \cdot \eta}{E_{tot}} \quad \forall i,t \tag{1}$$

Dabei ist $s_{i,t}$ der Batterie-Ladezustand (SOC) von EV i zum Zeitpunkt t während eines Parkvorgangs. $s_{i,0}$ stellt den SOC des EVs bei Ankunft dar. $P_{i,t}$ ist die aktuelle Ladeleistung, η der Ladewirkungsgrad und E_{tot} die maximale Kapazität der Fahrzeugbatterie.

[1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, paula.oberfeier@ise.fraunhofer.de
[2] Albert-Ludwigs-Universität, Lehrstuhl für Systemtheorie, Regelungstechnik und Optimierung, Georges-Köhler-Allee, 79110 Freiburg im Breisgau, arne.gross@imtek.uni-freiburg.de

Agentenbasiertes Lademanagement

Die Optimierung erfolgt im agentenbasiertem Lastmanagement dezentral. Agentenbasiertes Lastmanagement bedeutet in diesem Anwendungsfall, dass für jedes EV, die als Agenten fungieren, ein individuelles Optimierungsproblem mit dem Ziel die gesamten Stromkosten zu minimieren gelöst wird. Die Zielfunktion für ein EV i ist in ((2) gegeben.

$$\underset{s_{i,t},P_{i,t}}{\text{minimize}} \sum_{t\epsilon T}(p^{PV} \cdot E_t^{PV} + p^{Grid} \cdot E_t^{Grid}) \tag{2}$$

E_t^q beschreibt die Energie aus Quelle $q \in Q = \{PV, Grid\}$ zum Zeitpunkt t innerhalb des Parkvorgangs T). Die Preiskoeffizienten für die Energie aus einer bestimmten Quelle q werden mit p^q bezeichnet.

Zentrales Lademanagement

Das zentrale Lademanagement erfolgt über die Minimierung der Kosten über alle EV I, siehe (3).

$$\underset{s_{i,t},P_{i,t}}{minimize} \sum_{t\epsilon T}\sum_{i\epsilon I}(p^{PV} \cdot E_{t,i}^{PV} + p^{Grid} \cdot E_{t,i}^{Grid}) \tag{3}$$

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Zum Zeitpunkt der Einreichung der Kurzfassung liegen noch keine finalen Ergebnisse vor. In vorherigen Arbeiten wurde bereits gezeigt, dass beide Optimierungsmodelle die Residuallast signifikant reduzieren [3, 6]. Es ist zu erwarten, dass der zentrale Optimierungsalgorithmus eine höhere Reduktion der Residuallast erreichen kann.

Dezentrale Ansätze bieten die Möglichkeit, eigene Präferenzen besser zu integrieren [7]. Dies führt zu einer höheren Resilienz des Systems und ermöglicht eine bessere Weiterentwicklungsmöglichkeit, sowohl in Bezug auf die Integration zusätzlicher Personen als auch neuer Technologien. Allerdings stellt die Dezentralisierung auch eine Herausforderung dar. Zentrale Systeme definieren klare Betreiberrollen, wohingegen eine solche klare Definition bei dezentralen Systemen fehlt. Insgesamt zeigt sich, dass sowohl zentrale als auch dezentrale Steuerungskonzepte Vor- und Nachteile haben. Weitere Forschung ist erforderlich, um diese Aspekte tiefer zu verstehen und optimale Lösungen für spezifische Anwendungsfälle zu entwickeln.

Referenzen

[1] [BMWK, Hg., "Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur,", 2023. Zugriff am: 17. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html

[2] H. Vennegeerts, J. Tran, F. Rudolph und P. Pfeifer, "Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität,", 2018.

[3] A. Surmann, R. Walia und R. Kohrs, "Agent-based bidirectional charging algorithms for battery electric vehicles in renewable energy communities,", 2020.

[4] D. Fischer, A. Harbrecht, A. Surmann und R. McKenna, "Electric vehicles' impacts on residential electric local profiles – A stochastic modelling approach considering socio-economic, behavioural and spatial factors," Applied Energy, Jg. 233-234, S. 644–658, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.010.

[5] D. Fischer, T. Wolf, J. Scherer und B. Wille-Haussmann, "A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households," Energy and Buildings, Jg. 124, S. 120–128, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.04.069.

[6] F. Braam, A. Groß, M. Mierau, R. Kohrs und C. Wittwer, "Coordinated charge management for battery electric vehicles," Comput Sci Res Dev, Jg. 32, 1-2, S. 183–193, 2017, doi: 10.1007/s00450-016-0307-6.

[7] P. Vuthi, I. Peters und J. Sudeikat, "Agent-based modeling (ABM) for urban neighborhood energy systems: literature review and proposal for an all integrative ABM approach," Energy Inform, Jg. 5, S4, 2022, doi: 10.1186/s42162-022-00247-y.

8.5.3. Potential Grid-Service-Oriented and Market-Oriented Optimisation of a Local Charging Infrastructure Through a Genetic Algorithm

David CANO-TIRADO[1], Maximilian FORCHHEIM[2], Martin ASMAN[(*)], Markus ZDRALLEK, Sebastian PALMER[3]

Motivation

The electrification of the mobility sector is one of the implemented strategies to meet the challenges of climate change. This energy transition has led to a rise in the total number of electric vehicles (EVs) in Germany from 84 thousand in 2018 to almost 620 thousand by the end of 2022 [1]. Likewise, during the same time window, the Plug-in-Hybrid vehicles (PHEV) stock has increased from 67 thousand to 864 thousand [1]. The growth of the EV and PHEV fleet has led to the development of the public charging infrastructure (CI) and, consequently, charging points (CPs). The total number of CP increased from almost 20 thousand in 2018 to 84 thousand in 2022, of which 17 % corresponded to fast CP in 2022 [2]. This fact results in a potential simultaneous charging power demand of 2.8 GW [2], which could lead to critical operational conditions. Through the management of the charging processes, it is possible to exploit the flexibilities of EVs and PHEVs to mitigate potential bottlenecks in the electrical power grid. On the one hand, these flexibilities could have a grid-service character to support the grid operation in critical situations [3]. On the other hand, in the absence of grid requirements, they can be traded in suitable energy markets to generate economic revenues [4].

Methodology

This contribution presents the market-oriented and grid-service-oriented optimisation's potential for specific days of the CI located at the Freudenberg Campus of the University of Wuppertal. The CI can simultaneously deliver up to 176 kW through its six charging stations, two of which have two CPs, while the rest have one CP. Through a tool for the generation of probabilistic driving and charging profiles (PDCP) for EVs from previous works [5], the CP's occupancy schedules are determined. Likewise, using historical data of the charging processes, it is possible to determine the parameters of the mathematical models of the respective battery and battery management systems of the charging EVs. These models are usually non-linear and are based on the constant current constant voltage charging (CCCV) method [7].

It is not straightforward to determine the maximum charging power for each time block that leads to the optimal operating point. Such optimal operating point depends on the governing objective function. The objective function may seek a reduction in operating costs [4] or meet a grid requirement [8]. The reduction in operating costs is scheduled a day in advance and it is achieved through the load shifting to times of day when Day-Ahead (DA) market prices are profitable. The grid requirement occurs over a shorter time horizon and it is achieved through a temporary reduction or increase of the power demand of the entire CI at a certain time of the day. An additional constraint must be here considered to reduce the potential energy demand variations with respect to the original marked-oriented schedule. Regardless of the objective function, certain user comfort criteria must simultaneously be guaranteed, i.e., the EVs' state of charge (SoC) at departure must satisfy minimum requirements.

Since the optimisation problem considers non-linear models, different objectives and constraints, Genetic Algorithms (GA) appear as an alternative to conventional optimisation methods. They are capable of considering approaches to examine a wider range of potential solutions that are not intuitively easy to determine, although the final solution might turn out to be suboptimal but still acceptable [9]. The paper details the GA parameters' calibration process that improves its convergence speed. It also

[1] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal, Germany | +49 202 439 1109 | david.cano@uni-wuppertal.de, https://www.evt.uni-wuppertal.de
[2] Institute of Power Systems Engineering, University of Wuppertal
[3] Phoenix Contact Deutschland GmbH | Unterhombach 5b, 32825 Blomberg, Germany | sebastian.palmer@phoenixcontact.de

describes the scenario's selection criteria, which are linked to the daily energy production through renewable energies. Finally, the results of the market-oriented operation are shown and compared with the conventional non-optimised operation (Business as usual - BAU) for each of the defined scenarios. The potential of CI to support grid operation through its flexibilities is also analysed. A general review of the considered methodology is presented in Figure 1.

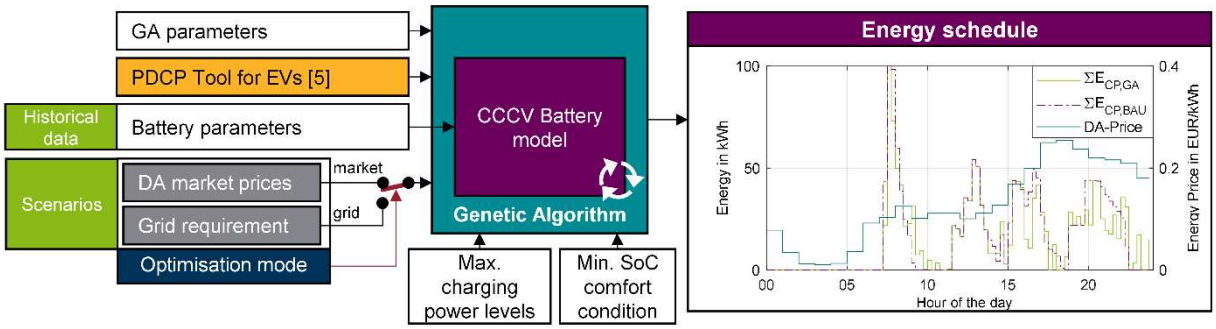


Figure 1: Methodology overview and preliminary market-oriented optimisation results for a given scenario

Preliminary Results

Early results reveal the CP's potential of the case study CI to reduce their operational costs through a market-oriented optimisation considering the DA market. On the right-hand side of Figure 1, the planned energy demand for a representative winter day of 2022 is presented. Here, the market-oriented operation through GA optimisation and BAU operation are considered. Compared to the BAU operation, GA optimisation enables a reduction of the operating costs by 8 %. The results for further scenarios, as well as for the grid-service-oriented operation and the user comfort role will be addressed in the paper's extended version.

References

[1] Kraftfahrt-Bundesamt, *Neuzulassungen nach Umwelt-Merkmalen.* [Online]. Available: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html?nn=3514348 (accessed: Oct. 24 2023).

[2] Bundesnetzagentur, *Elektromobilität: Öffentliche Ladeinfrastruktur.* [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html (accessed: Oct. 24 2023).

[3] C. Gschwendtner, C. Knoeri, and A. Stephan, "Mind the goal: Trade-offs between flexibility goals for controlled electric vehicle charging strategies," *iScience*, vol. 26, no. 2, 2023.

[4] X. Lei, Y. Shang, Z. Shao, Y. Jia, and L. Jian, "Grid integration of electric vehicles for optimal marginal revenue of distribution system operator in spot market," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1061–1068, 2022.

[5] R. Uhlig, M. Stötzel, M. Zdrallek, and N. Neusel-Lange, "Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements," *CIRED Workshop*, 2016.

[6] M. Forchheim, D. Cano-Tirado, G. Puleo, M. Wazifehdust, M. Zdrallek, and S. Palmer, "Forecast of charging processes of a local charging infrastructure for potencial flexibility previsioning based on methods of artificial intelligence," *CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems*, vol. 13, no. 20, 2022.

[7] D. Fasthuber, "Integration der Ladeinfrastruktur in das elektrische Energiesystem," *e&i elektrotechnik und informationstechnik*, vol. 137, pp. 156–160, 2020.

[8] S. Powell, G. V. Cezar, L. Min, I. M. L. Azevedo, and R. Rajagopal, "Charging infrastructure access and operation to reduce the grid impacts of deep electric vehicle adoption," *Nat Energy*, vol. 7, no. 10, pp. 932–945, 2022, doi: 10.1038/s41560-022-01105-7.

[9] Maad M. Mijwel, "Genetic Algorithm Optimization by Natural Selection," *Computer Science*, 2016.

8.5.4. ProSafE² - Entwicklung einer feldtauglichen Methodik zur wiederkehrenden Prüfung von DC-Ladestationen

Daniel HERBST[1], Martin FÜRNSCHUß, Robert SCHÜRHUBER, Peter REICHEL[2], Daniel STAHLEDER[3], Christian AUER[4], Ernst SCHMAUTZER[5]

Motivation

Einhergehend mit der stetig steigenden Anzahl an zugelassenen Elektrofahrzeugen wird auch die dafür erforderliche Ladeinfrastruktur ausgebaut. Dies erfolgt durch Installation von Wechselstrom- (AC…alternating current) und Gleichstrom-Ladestationen (DC-EVCS, direct current electric vehicle charging station), letztere sind State of the Art für Schnellladungen. Benutzer:innen von Ladestationen setzen ein hohes Maß an Sicherheit voraus, weshalb es den Betreiber:innen von EVCS ein wesentliches Anliegen ist, dass deren Infrastruktur diese Anforderung langfristig erfüllt. Dies erfordert neben einer regelmäßigen Wartung bzw. Instandhaltung auch eine wiederkehrende Prüfung in punkto elektrischer Sicherheit. Bei AC-Ladestationen ist dies angesichts verfügbarer (inter)nationaler Normen und geeigneter Prüfgeräte durchführbar, für DC-Ladestationen besteht dahingehend jedoch noch entsprechender Forschungs-, Entwicklungs- sowie Standardisierungsbedarf.

Das Projekt ProSafE²

Im Forschungsprojekt ProSafE² (*Protection, Safety and Efficiency of Electric Vehicle Charging Stations*, siehe auch [1]) werden neben anwendbaren Schutzkonzepten und Betrachtungen der Energieeffizienz vor allem die Methodik und Anwendbarkeit einer wiederkehrenden Prüfung für DC-Ladestationen entwickelt. Die vertiefende Forschung behandelt dabei u.a. Test Cases sowie die Entwicklung eines Prüfgerätedemonstrators zur Durchführung einer wiederkehrenden Prüfung von DC-EVCS im Feld.

Bisherige Forschungsergebnisse

Ein wesentlicher Teil der bisherigen Forschungsergebnisse umfassen die detailliert ausgeführten 15 Test Cases (TCs) für eine wiederkehrende Prüfung von DC-EVCS:

- Funktionsfähigkeit des Isolationsüberwachungsgeräts
- Isolationsprüfung der Ladeleitungsgarnitur
- Kurzschluss zwischen DC+ und DC- vor dem Laden
- Kurzschluss zwischen DC+ und DC- während dem Laden
- Durchgängigkeit PE-Leiter
- Unterbrechung des PE-Leiters „virtuell“
- Messung des PP-Widerstands
- Unterbrechung des CP-Leiters
- Kurzschluss zwischen CP und PE
- Messung und Beurteilung der AC-Schleifenimpedanz
- Unterbrechung von DC+ bzw. DC-
- Ladeabbruch durch die Kommunikation
- Messung der DC-Ladeenergie
- Messung der AC- Ladeenergie und PQ
- Durchführung von Sichtkontrollen

[1] Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, +43 316 873 7569, daniel.herbst@tugraz.at, www.iean.tugraz.at
[2] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Eschenbachgasse 9, A-1010 Wien, +43 1 587 63 73-526, p.reichel@ove.at, www.ove.at
[3] AIT Austrian Institute of Technology – Center for Energy, Giefinggasse 2, A-1210 Wien, +43 50550 6390, daniel.stahleder@ait.ac.at, www.ait.ac.at
[4] KS Engineers – Kristl, Seibt & Co Ges.m.b.H., Baiernstraße 122a, A-8052 Graz, +43 664 8578045, christian.auer@ksengineers.at, www.ks-engineers.at
[5] ESC Engineering Services & Consulting GmbH, Nikolaiplatz 4, A-8020 Graz, +43 316 225 336-0, ernst.schmautzer@esc.at, www.esc.at

Zur Validierung der TCs bei DC-Ladestationen im Feld ist ein Prüfgerätedemonstrator (Elektrofahrzeugemulator) entwickelt worden, welcher Prüfungen unabhängig vom elektrischen Versorgungsnetz mit einer maximalen dauerhaften Ladeleistung von 120 kW (≤ 1000 V_{DC}, ≤ 200 A_{DC}) ermöglicht. Damit kann der Großteil der TCs (zB Kurzschlüsse, Leitungsunterbrechungen) umgesetzt werden, die restlichen werden mittels externer Prüfhardware (zB Installationstester) durchgeführt. Abbildung 1 (links) zeigt den fertig aufgebauten Prüfgerätedemonstrator samt des zugehörigen Prinzipschaltbildes und Abbildung 1 (rechts) einen Versuchsaufbau mit einer DC-Ladestation.

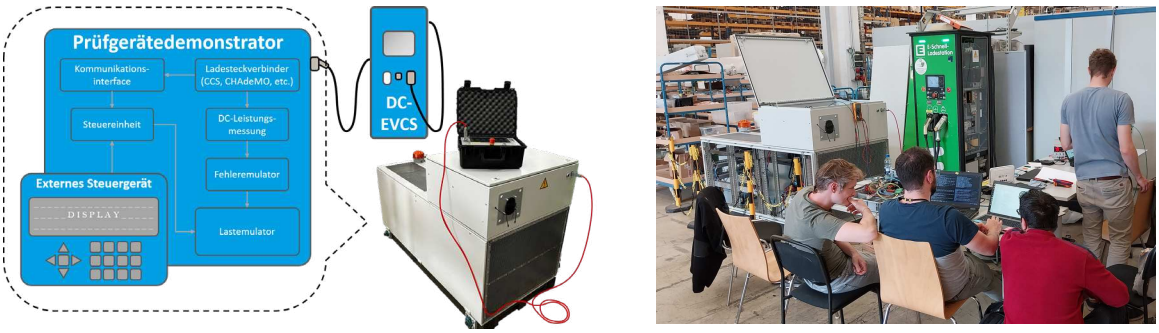


Abbildung 1: Links: Prinzipschaltbild und Prüfgerätedemonstrator (siehe auch [3])
Rechts: Erste Labortests des Demonstrators an einer DC-Ladestation

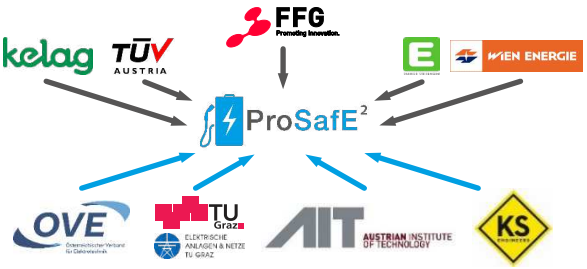
Bisher konnten erste Labortests an einer handelsüblichen DC-Ladestation durchgeführt werden und damit die entwickelten TCs erfolgreich praxisnahe getestet werden. Weiters wurden Berechnungen der ohmsch-induktiven Beeinflussung an DC-EVCS im Fehlerfall [2] sowie eine Erdungsmessung an im Feld installierten Ladestationen durchgeführt.

Ausblick

Für Winter 2023/2024 sind Prüfungen mit dem Prüfgerätedemonstrator im Feld vorgesehen. Dabei werden unterschiedliche DC-Ladestationen verschiedener Hersteller an Standorten der Projektpartner den entwickelten Test Cases unterzogen um deren Praxistauglichkeit zu evaluieren. Die bisherig generierten sowie die künftigen Erkenntnisse aus dem Projekt fließen in die aktuell laufende Überarbeitung der OVE-Richtlinie R 30 [3] mit ein.

Acknowledgement und Projektpartner

Das Forschungsprojekt ProSafE² wird im Zuge des FFG Basisprogramms als Collective-Research-Projekt gefördert und von Branchenpartner unterstützt.



Referenzen

[1] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Forschungsprojekt ProSafE², https://www.ove.at/energiewende/projekt-prosafe2/, zuletzt abgerufen am 04.12.2023.
[2] Fürnschuß M., Herbst D., Reichel P., Stahleder D., Auer C., Schmautzer E., Schürhuber R., Electromacnetic intereference and the effect of low-voltage protective measures at electric vehicle charging stations, e+i elektrotechnik und informationstechnik, Ausgabe 7+8 2023, https://doi.org/10.1007/s00502-023-01180-y.
[3] OVE-Richtlinie R 30:2020-08-01, Sicherer Betrieb von elektrischen, konduktiven Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Nennspannung bis AC 1000 V und DC 1500 V, OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien.
[4] Herbst D., Fürnschuß M., Schürhuber R., Reichel P., Stahleder D., Auer C., Schmautzer E., Wiederkehrende Prüfung von DC-Ladestationen – Ein Update aus dem Projekt ProSafE², OVE-Energietechnik-Tagung 2023, Klagenfurt, 2023.
[5] Herbst D., Fürnschuß M., Reichel P., Lehfuß F., Auer C., Schmautzer E., Challenges and related Solutions for Periodic Verification of DC Electric Vehicle Charging Stations, CIRED workshop on E-mobility and power distribution systems, Porto, Portugal, 2022.

8.6. BATTERIEN

8.6.1. Nachhaltigkeitsbewertung von Natrium-Ionen Batterien in der frühen Entwicklungsphase – Usecase Kathodenscreening

Manuel BAUMANN[1], Jens PETERS[2], Friedrich JASPER, Merve ERAKCA, Hüseyin ERSOY, Sebastian PINTO-BAUTISTA, Bismark RAZA HARUNA, Marcel WEIL [3]

Einleitung

Sogenannte Natrium-Ionen-Batterien (NIB) gelten als vielversprechende, nachhaltige Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien (LIB). Diese gelten vor allem im stationären Energiespeichermarkt als vielversprechende Entwicklung und können einen potenziellen Gamechanger darstellen [1]. Wesentliche Vorteile die im Zusammenhang mit NIB oftmals genannt werden, sind beispielsweise der reduzierte Einsatz von kritischen und teuren Materialien mit potenziellen hohen Umweltauswirkungen [2]. Im Gegensatz zu etablierten LIBs sind NIBs eine aufstrebende Technologie in einem frühen Entwicklungsstadium, in dem die Herausforderung darin besteht, die vielversprechendsten und nachhaltigsten Kathoden-Aktivmaterialien für die weitere Forschung und potenzielle Kommerzialisierung zu identifizieren. Hinzu kommt, dass es kaum belastbare Daten zur Performance der unterschiedlichen NIB gibt. Daher wurde eine umfassende und flexible Screening-Methode entwickelt, die einen schnellen und umfassenden Überblick über potenzielle Nachhaltigkeits-Hotspots bietet, um die Auswahl von vielversprechenden NiB Kathodenmaterialien zu unterstützen. Des Weiteren wird gezeigt, wie sich die Performance ausgewählter Systeme auf der Zellebene verändern kann [3] und wie prinzipiell für eine Bewertung von neuen, post-Lithium Batterien in Abhängigkeit des Technology Readiness levels vorgegangen werden kann und welche Auswirkung hier Skalierungseffekte haben können [4].

Methodik

Es werden 42 verschiedene SIB-Kathoden gescreent und mit acht state of the art LIB-Kathoden verglichen. Für jede Kathodenart werden potenzielle Auswirkungen für die folgenden Kategorien analysiert: (i) Kosten auf Basis der Rohstoffkosten (historischer 10 Jahresdurchschnitt mit stochastischer Preismodellierung bis 2032); (ii) Kritikalität, basierend auf bestehenden Indikatoren für die Kritikalität von Rohstoffen der EU (2020 vs. 2023), und (iii) der Carbon Footprint (Herkunft der Rohstoffe und notwendige Syntheseschritte). Eine Übersicht über die gesamte Methodik, einschließlich aller betrachteten CAM-Typen ist in [5] gegeben. Die dort verwendete Datengrundlage wurde für das Jahr 2023 erneuert und alle Ergebnisse entsprechend aktualisiert. Als Bemessungsgrundlade dienen theoretische Berechnungen der Energiedichte der Kathoden mit unterschiedlichen Gegenelektroden (Ohne Anode, mit Hard Carbon (Na) und Graphit (Li) und metallischen Varianten Li und Na). Im Anschluss wird gezeigt, welche weiteren Schritte notwendig sind, um eine Gesamtbewertung einer NIB-Zelle durchzuführen.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Energiedichte in allen drei Kategorien einer der wichtigsten Faktoren ist, der die Gesamtnachfrage nach Material bestimmt. Die meisten SIB-CAM zeigen eine sehr vielversprechende Leistung und erzielen bessere Ergebnisse als der LIB-Vergleich. Insbesondere die Derivate des Berliner Blaus und die manganbasierten geschichteten Oxide scheinen unter dem gegebenen Screening-Framework interessante Kandidaten zu sein. Die Ergebnisse können sich jedoch

[1] Institute for Technology Assessment and System Analysis (ITAS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Germany. manuel.baumann@kit.edu
[2] University of Alcalá (UAH), Department of Economics, Alcalá de Henares, Madrid, Spain
[3] Helmholtz Institute Ulm for Electrochemical Energy Storage (HIU), Ulm, Germany

stark für die Gesamtzelle ändern, was mit dem Zusammenwirkgen der Einzelkomponenten in einer Zelle zu tun hat (Kathode – Elektrolyt – Anode) und was im Rahmen des Screenings nur ansatzweise zur Geltung kommt und durch weitere eigene Modellierung bestätigt wird.

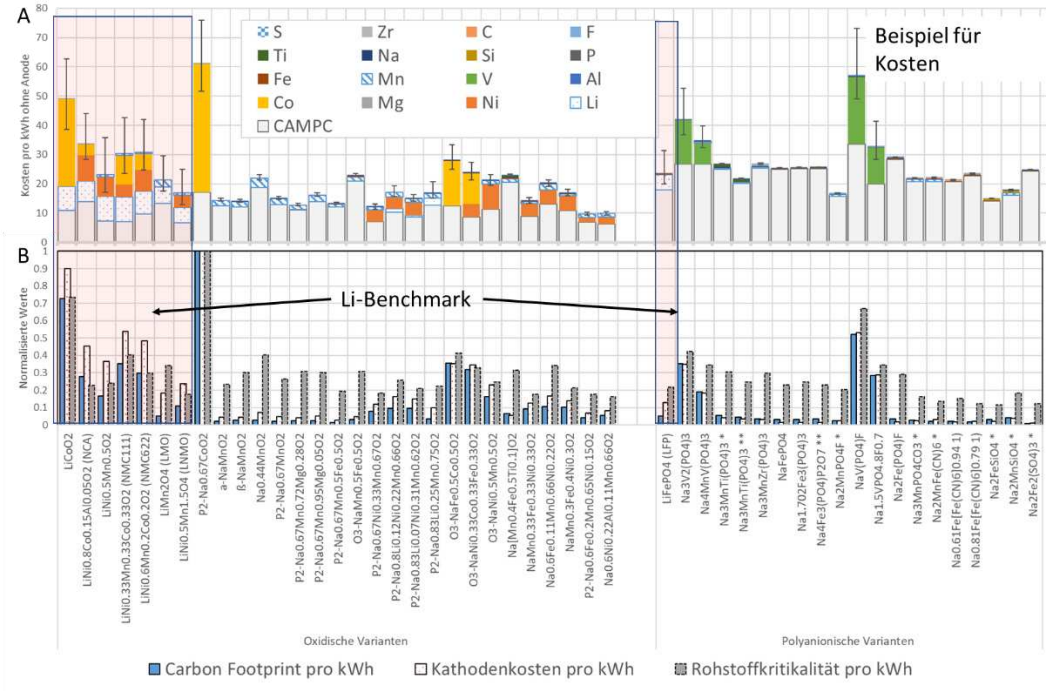


*Abbildung 1: A) Beispiel für die Kosten von NiB Kathodenmaterialien mit Li-basierten Benchmarks, B) Normalisierte Werte für alle Natrium-Ionen Batterien für alle berücksichtigten Indikatoren (Materialkritikalität, Kosten und Carbon Footprint); A & B *2Na exchange, **3Na exchange, 1) Prussian Blue Analogues*

Diskussion

Basierend auf der vorgeschlagenen Screening-Methode kann eine indikative Rangliste der betrachteten SIB-CAM im Vergleich zu Lithiumbasierten Referenztechnologien erstellt werden. Die Gruppe der Prussian Blue Analogues, zusammen mit NaFe2(SO4)3, scheint unter den SIB-Alternativen sehr vielversprechend zu sein, mit geringer Kritikalität, niedrigem Carbon Footprint und Kosten. Dies entspricht den aktuellen Forschungstendenzen, die diese Art von Kathodentypen als äußerst vielversprechend betrachten. Hie müssen jedoch weitere Untersuchungen auf der Gesamtzellebene auf Primärdatenbasis durchgeführt werden. Hinzu kommt, dass die Hochskalierung der Zellen eine komplexe Herausforderung darstellt. Für zukünftige Arbeiten wäre es zudem gut, potenzielle soziale Auswirkungen von NIB in Form eines social Life-Cycle Assessments durchzuführen.

Referenzen

[1] M. Baumann, N. Gudowsky-Blatakes, C. Kehl, and et al., “Foresight und Technikfolgenabschätzung: Monitoring von Zukunftsthemen für das Österreichische Parlament, November 2023,” Institut für Technikfolgen-Abschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften (ÖAW-ITA), Wien, Nov. 2023. [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/fachinfos/rlw/Foresight-Technikfolgenabschaetzung-Monitoring-November-2023

[2] J. Peters, M. Baumann, M. Weil, and S. Passerini, “On the Environmental Competitiveness of Sodium-Ion Batteries – Current State of the Art in Life Cycle Assessment,” in *Sodium-Ion Batteries*, 1st ed., M. Titirici, P. Adelhelm, and Y. Hu, Eds., Wiley, 2022, pp. 551–571. doi: 10.1002/9783527825769.ch17.

[3] J. F. Peters, M. Baumann, J. R. Binder, and M. Weil, “On the environmental competitiveness of sodium-ion batteries under a full life cycle perspective – a cell-chemistry specific modelling approach,” *Sustainable Energy Fuels*, p. 10.1039.D1SE01292D, 2021, doi: 10.1039/D1SE01292D.

[4] M. Erakca *et al.*, “Closing gaps in LCA of lithium-ion batteries: LCA of lab-scale cell production with new primary data,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 384, p. 135510, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.135510.

[5] M. Baumann *et al.*, “Prospective Sustainability Screening of Sodium-Ion Battery Cathode Materials,” *Advanced Energy Materials*, p. 2202636, Oct. 2022, doi: 10.1002/aenm.202202636.

8.6.2. Energiekosteneinsparung durch Batteriespeicherintegration im Praxisbeispiel

Markus P. RESCH[1], Robert SCHÜRHUBER[2], Martin ZLOKLIKOVITS

Inhalt und Motivation

Geprägt durch die Energiepreisanstiege innerhalb der letzten Jahre und Monate, erhöht sich auch das Bewusstsein für Einsparungspotenziale, ebenso wie die Bereitschaft zum aktiven Mitwirken an selbigen. Dabei ist zu beachten, dass sich die Energiekosten neben den reinen Energiepreis auch aus den Netzgebühren ebenso wie Steuern und Abgaben zusammensetzen. Die Komponente des Energiepreises lässt sich dabei sowohl durch Einsparung des Verbrauchs, als auch durch erhöhten Eigenverbrauch der erzeugten Energie, reduzieren. Ebenso ist die Netzgebührenkomponente durch eine Änderung des Verbraucherverhaltens beeinflussbar, da sie einerseits sowohl von der Energiemenge als auch von der Bezugsleistungsspitze abhängig ist.

Daraus ergibt sich die nachfolgende Fragestellung:

- Welche Einsparungspotentiale lassen sich durch eine zusätzliche Batteriespeicherintegration am Praxisbeispiel eines Prosumers mit hohem Energiebedarf und Eigenenergieerzeugung aus PV erschließen?

Methodik

Für die Aufstellung der anfallenden Kosten, sowie der angestrebten Batteriespeicheroperation zur Kostenminimierung werden mehrere aufeinanderfolgende Schritte durchlaufen. Ausgangpunkt für die durchgeführten Analysen stellt dabei ein landwirtschaftlicher Betrieb mit entsprechend hohem Verbrauch von 90 MWh dar, der bereits über eine Photovoltaikanlage auf dem Dach des Betriebsgebäudes verfügt, welche einen Jahresertrag von etwa 25 MWh bewerkstelligt. Der vor Ort zur Verfügung stehende Batteriespeicher kann durch die installierte Wechselrichterleistung die Leistungsspitze zu 100 % und durch die Batteriekapazität den Jahresenergiebedarf zu 0,11 % abdecken.

Schritt 1

Zu Beginn gilt es eine Erhebung des Erzeugungs- und Verbraucherprofils ohne den Batteriespeicher durchzuführen, und somit ein Basisszenario zu kreieren. Aus diesem heraus lässt sich durch Hinzufügen des Speichers eine optimierte Energienutzung und somit eine entsprechende Kostenoptimierung durchführen. Dazu ist neben der Analyse der anfallenden Energiekosten ebenso die Komponente der Netzgebühren im Verhältnis zu den reinen Energiekosten zu betrachten.

Für die Berechnungen werden in dieser konkreten Anwendung die Netzgebühren auf Basis der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 [1] für die Netzebene 6 im Burgenland verwendet.
Die Energiekosten inklusive der Netzgebühren und aller Steuern und Abgaben belaufen sich mit Ende November gemäß [2] auf 0,19 bis 0,43 €/kWh, wobei der reine Energiepreis der Landesenergieversorger im Österreichweiten Durschnitt bei 0,25 €/kWh liegt und somit für die Berechnungen in dieser Publikation herangezogen wird.

Für die weitere Betrachtung sind zudem die Stromgestehungskosten (Levelized Costs Of Energy) von PV und Batteriespeicher ausschlaggebend und befinden sich gemäß [3] für PV zwischen 0,03 und 0,11 €/kWh und für Batteriespeicher mit PV-Kopplung zwischen 0,0524 und 0,1972 €/kWh, während der LCOE für aus dem Stromnetz gespeisten Batteriespeichern bei über 0,5 €/kWh liegt.

[1] Wirtschaftsagentur Burgenland Forschungs- und Innovations GmbH, Europastraße 1, 7540 Güssing, +43 05 9010-2175, office@forschunginnovation-burgenland.at, https://www.fib-research.at
[2] Institut für Elektrische Anlagen und Netze – TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, +43 316 873-7551, office.iean@tugraz.at, https://iean.tugraz.at

Ebenso liegt eine allfällige Einspeisevergütung für das 4. Quartal 2023 von 0,12464 €/kWh gemäß [4] für die Analyse zu Grunde.

Schritt 2

Im nächsten Schritt erfolgt die Analyse von möglichen Eingriffen und Änderungen im gesamtheitlichen Verbraucher und Erzeugerverhalten des Prosumers durch einen Batteriespeicher. Dabei wird sowohl auf die Energie als auch auf die Leistungskomponente eingegangen, um schlussendlich die Einsparpotentiale durch Peak-Shaving und Eigenverbrauchsoptimierung darzustellen und gemäß der in Schritt 1 beschriebenen Zusammensetzung der Energiekosten evaluiert.

Schritt 3

Im dritten Schritt wird durch entsprechende Betriebspunktvorgaben für den beim Prosumer integrierten Batteriespeicher ein Realtest durchgeführt, bei dem im Vergleich zum Basisszenario zusätzlich die Messungen des Speichers inkludiert werden, um Tauglichkeit und Umsetzbarkeit zu zeigen.
Im Anschluss erfolgt eine Bewertung und ein Vergleich zwischen unterschiedlichen Eingriffen und daraus resultierenden Einsparpotentialen.

Ergebnisse

Die hier präsentierten vorläufigen Ergebnisse belaufen sich auf den gemessenen Profilen aus jeweils einem Kalenderjahr. Im Gegensatz zum reinen Verbraucherverhalten, kann durch die Kombination mit der PV-Anlage eine Verringerung des Netzbezuges um 19 MWh, was einer Eigenverbrauchsrate von 76 % entspricht, erzielt werden. Dennoch werden 6 kWh an PV-Energie ebenso wieder in das Stromnetz rückgespeist. Wird zusätzlich noch der Batteriespeicher verwendet, so können in Summe annähernd 100 % der PV-Energie lokal genutzt werden. Zusätzlich wurde im Realbetrieb durch den Batteriespeicher eine Reduktion des für die Netznutzungsgebühr verwendeten arithmetischen Mittelwert der monatlichen Leistungsspitzen von 40 kW auf 25 kW ermöglicht.

	Basisszenario	PV Eigenverbrauch	PV + Batteriespeicher
Energiepreis Netz (0,25 €/kWh)	82%	65%	59%
Energie von PV (LCOE = 0,07 €/kWh))	-	5%	5%
Energie aus Batterie (LCOE = 0,13 €/kWh)	-	-	3%
PV-Energie ins Netz (0,12464 €/kWh)	-	-3%	-
Netznutzungsgebühr (0,026 €/kWh)	9%	7%	6%
Netzverlustgebühr (0,00112 €/kWh)	0%	0%	0%
Netznutzungsgebühr (Leistung) (60,36 €/kW)	9%	9%	6%
SUMME	**100,0%**	**83%**	**79%**

Tabelle 1: Energiekostenauswertung - Werte bezogen auf die Summe aus Energiepreis und Netzgebühren im Basisszenario

Daraus ergibt sich, dass sowohl im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung, welcher aufgrund der verhältnismäßig kleinen PV Anlage geringer ausfällt, als auch durch die Vermeidung von Netzgebühren, Einsparungen mit einem Batteriespeicher erzielt werden können.

Referenzen

[1] E-Control. „Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, Fassung vom 01.03.2023“,2023
[2] E-Control. "Was kostet eine kWh Strom?". https://www.e-control.at/konsumenten/strom/ strompreis/was-kostet-eine-kwh . (Aufgerufen: November 2023)
[3] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. “Levelized cost of electricity - renewable energy technologies”, 2021 https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html (Aufgerufen: November 2023)
[4] E-Control. " Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012". https://www.e-control.at/industrie/oeko-energie/oekostrommarkt/marktpreise-gem-paragraph-20 .
(Aufgerufen: November 2023)

8.6.3. Großbatteriespeicher in der Praxis – vom Konzept bis zur Inbetriebsetzung

Philipp BERNER[1], Werner SCHÖFFER[2], Martin STACHELBERGER[3], Jürgen PLESCH[4], Stefan PERLOT[5]

Allgemeines

Großbatteriespeicher gewinnen in der modernen Energiewirtschaft zunehmend an Bedeutung. Das Interesse steigt natürlich mit den verschiedenen Einsatzgebieten und den damit verbundenen Rentabilitäten. Nicht jedes Konzept ist für jeden Einsatzfall geeignet und bereits in der konzeptiven Planung sollte dieses genau überlegt werden.

Das Paper beschreibt solche Szenarien und die damit verbundenen Anforderungen an Großbatteriespeicher in der Klasse mehrerer 10MWh.

Weiters werden verschiedene Umsetzungen behandelt und die Erfahrungen diskutiert.

Abnahmeverfahren

Ein nicht unwesentlicher Beitrag zum Erfolg stellt das Abnahmeverfahren dar. Neben der üblichen Abarbeitung der Anforderungslisten sind genaueste umfangreiche Messungen ein wesentlicher Bestandteil bei der Inbetriebsetzung.

Die Messreihen werden z.B. dazu verwendet, um den genauen Ausgangszustand der Batterien festzuhalten. Später wiederholte Impedanz-Tests lassen dann die Degradierung der Elemente erkennen. Ebenso sind Kapazitätstests zur Bestimmung des Speicherinhalts wesentlicher Bestandteilt der Testreihe.

Der aufschlussreichste Testzyklus und sehr oft ein Fail-Kriterium ist der Funktionstest, bei dem ein vorgegebener Fahrplan durchfahren wird. Neben den elektrischen Größen stehen auch Temperatur- und Luftfeuchtemessungen im Fokus des Tests.

Das Paper zeigt Messaufbauten dieser Art und gibt auch gelernte Erfahrungen wieder.

Ein wesentliches Ergebnis ist auch die auf gehärteten, unabhängigen Daten fundierte Vergleichbarkeit verschiedener Systeme und Technologien.

[1] Verbund Energy4Business GmbH, Am Hof 6a, 1010 Wien, +43 664 8286751, philipp.berner@verbund.com
[2] Artemes GmbH, Eibiswald 105, 8552 Eibiswald, +43 664 5403106, werner.schoeffer@artemes.org
[3] Verbund Energy4Business GmbH, Am Hof 6a, 1010 Wien, +43 664 8286727, martin.stachelberger@verbund.com
[4] Artemes GmbH, Eibiswald 105, 8552 Eibiswald, +43 664 1276895, juergen.plesch@artemes.org
[5] Bridge Executive Consulting, Bergstrasse 57, 5300 Hallwang, +43 676 6157151, Stefan.perlot@bridge-executive.com

8.6.4. Preise und Carbon Footprint Emergenter Natrium-Ionen Batterien

Jens PETERS[1], Manuel BAUMANN

Hintergrund

Natrium-Ionen Batterien (NIB) wecken große Erwartungen für den Batteriesektor. Sie versprechen geringere Kosten und hohe Umweltfreundlichkeit und benötigen weniger kritische Rohstoffe als die aktuell dominierenden Lithium-Batterien (LIB). Namhafte Hersteller haben bereits die Produktion bzw. den Einsatz von NIB angekündigt [1]. Nichtsdestotrotz, detaillierte Bewertungen der Kosten und des CO2- Fußabdruckes sind noch selten. Insbesondere in Hinsicht auf die neue Batterieregulierung der EU stellt sich deshalb die Frage, bis zu welchem Punt diese Batterien mit den gängigen LIB konkurrieren können. Die hier präsentierte Arbeit versucht eine Antwort auf diese Fragen zu geben, indem sie eine detaillierte Analyse der Kosten neuartiger NIB präsentiert sowie den zu erwartenden CO_2 Fußabdruck gemäß den kürzlich publizierten Richtlinien der Europäischen Kommission [2].

Methoden

Wir verwenden ein detailliertes Zelldimensionierungstool zur Auslegung von NIB und LIB unter Berücksichtigung aller relevanten elektrochemischen Parameter. Das Modell basiert auf einer um die aktuell vielversprechendsten NIB Chemien erweiterten Version des von den Argonne National Laboratories entwickelten BatPac Tools [3], welches in einer Vorgängerpublikation präsentiert wurde [4]. Um eine Kostenkalkulation erweitert, erlaubt das Tool die Berechnung detaillierter Massenbilanzen und auch Kosten auf Zellkomponentenebene. Die erhaltenen Massenbilanzen werden dann als Input für eine Lebenszyklusanalyse gemäß der vom JRC veröffentlichten Carbon Footprint Rules für Batterien verwendet.[5]

Ergebnisse

Trotz günstigerer Materialien bewegen sich die geschätzten Kosten von NIB (unter der Annahme gleicher Produktionsvolumina) nicht wesentlich unterhalb der von LIB. Dies ist zu einem wesentlichen Teil der geringeren Energiedichten geschuldet, welche die Preise pro kWh an Speicherkapazität in die Höhe treiben. Insbesondere die Preußisch blau oder Preußisch weiß basierenden NIB haben, trotz günstiger Materialkosten und vergleichbar hoher gravimetrischer Energiedichte auf Kathodenmaterialebene einen Nachteil aufgrund der geringeren Dichte des Kathodenmaterials, welches dickere Kathoden erfordert und damit das Volumen an Elektrolyten erhöht, zu Ungunsten der Energiedichte auf Zellebene (Abbildung 1).

Unter Aspekten des $CO_{2\text{-Fußabdruckes}}$ ergibt sich ein ähnliches Bild, auch hier kommen die NIB den LIB nahe, ohne sie klar übertreffen zu können, und auch hier ist die Energiedichte ein wesentlicher Faktor. Nichtsdestotrotz, da der CO_2-Fußabdruck gemäß der Kommissionsvorgaben eine Lebensdauerkomponente enthält (Fußabdruck pro kWh über die Lebensdauer), ist hier ein zweiter wesentlicher Faktor zu berücksichtigen. Jedoch sind noch wenig Daten über die zu erwartende Lebensdauer von SIB verfügbar, um hier eine belastbare Aussage treffen zu können.

Insgesamt kann aber den NIB ein großes Potential bescheinigt werden, insbesondere unter dem Aspekt, dass es sich um eine emergente Technologie handelt, und noch wesentliche Verbesserungen erwartet werden können. Unter Aspekte der Treibhausgasemissionen ist anzumerken, dass die Datenlage zur Modellierung der Batterien noch verbesserungswürdig ist. Es fehlen aktuell noch wesentliche Batteriematerialien in den offiziellen EF Datensätzen die zur Bewertung verwendet werden müssen, und andere scheinen die Emissionen tendenziell zu Unterschätzen. Ob dies den NIB zum Vorteil oder zum Nachteil gereicht, ist aktuell noch in Untersuchung, wird aber bis zur Konferenz präsentierbar sein.

[1] Universidad de Alcalá, Dpt. de Económicas, 28802 Alcalá de Henares, Madrid. jens.peters@uah.es
[2] Karlsruhe Institut für Technologie, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), 76021 Karlsruhe. manuel.baumann@kit.edu

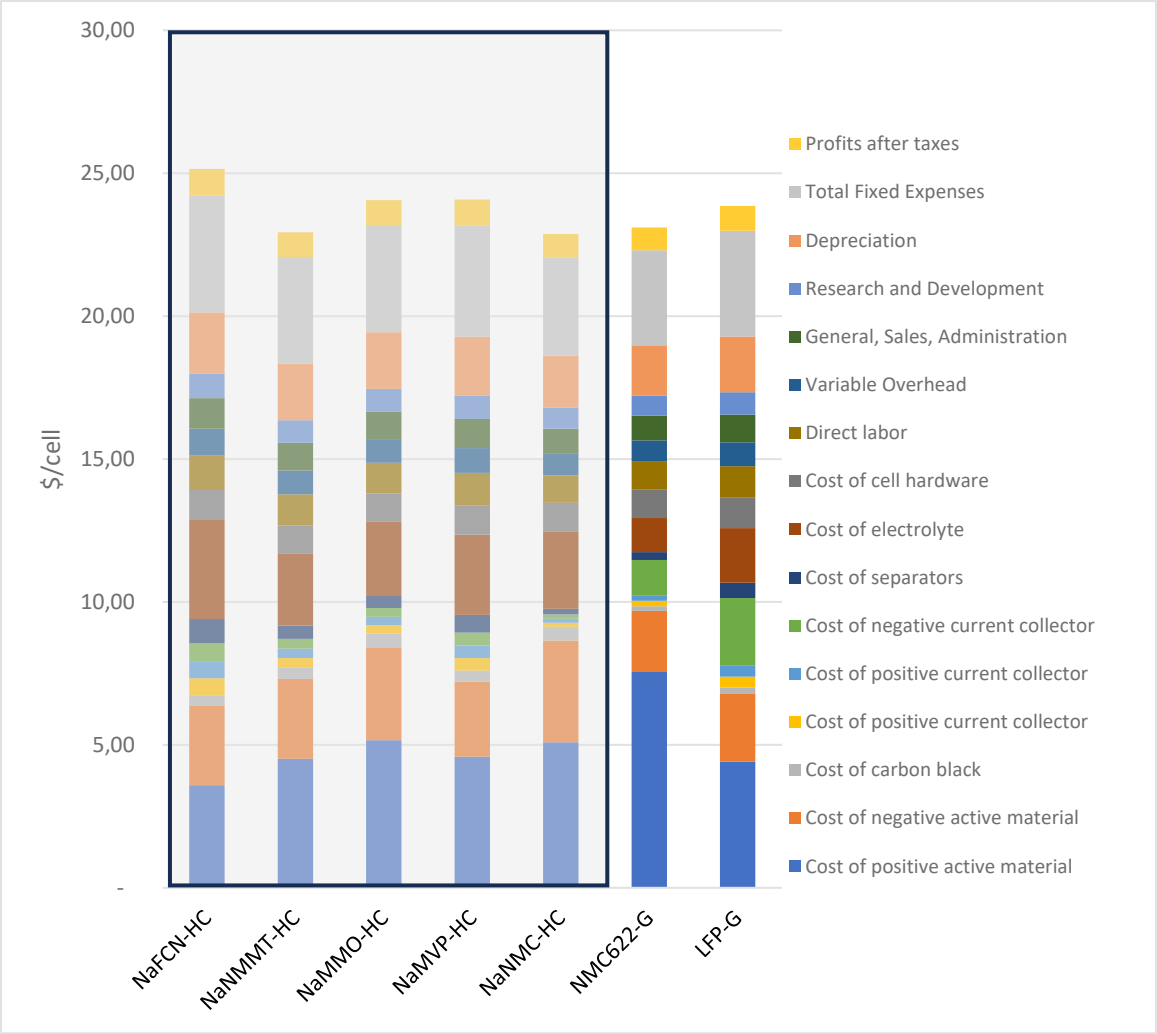


Abbildung 1: Kostenabschätzung der aktuell vielversprechendsten NIB Varianten (links, hellgrau hinterlegt) und Vergleich mit gängigen LIB Varianten (rechts). Kosten pro Zelle mit 160Wh Energiekapazität.

Referenzen

[1] «CATL Launches First Generation Sodium-Ion Battery», buymotilium.shop. Accedido: 23 de septiembre de 2021. [En línea]. Disponible en: https://buymotilium.shop/3244/catl-launches-first-generation-sodium-ion-battery/

[2] European Parliament, «REGULATION (EU) 2023/1542 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC». 28 de julio de 2023.

[3] P. A. Nelson, K. G. Gallagher, I. Bloom, y D. W. Dees, «Modeling the Performance and Cost of Lithium-Ion Batteries for Electric-Drive Vehicles», Argonne National Laboratories, Chemical Sciences and Engineering Division, Argonne, US, ANL-12/55, 2012.

[4] J. F. Peters, M. Baumann, J. R. Binder, y M. Weil, «On the environmental competitiveness of sodium-ion batteries under a full life cycle perspective – a cell-chemistry specific modelling approach», *Sustainable Energy Fuels*, vol. 5, n.º 24, pp. 6414-6429, dic. 2021, doi: 10.1039/D1SE01292D.

[5] S. Andreasi Bassi *et al.*, «Rules for the calculation of the Carbon Footprint of Electric Vehicle Batteries (CFB-EV)», Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023.

8.6.5. Betriebsführung von Batteriesystemen in Industriebetrieben mit Reinforcement Learning

Anna ROTHENHÄUSLER(*)[1], Arne GROSS[2], Matthias KÜHNBACH

Einleitung

Batteriespeicher können einen substanziellen Beitrag zur Integration volatiler erneuerbarer Energien leisten. Eine Voraussetzung für die Diffusion von Batteriespeichern im Gewerbebereich ist, dass diese in ökonomisch attraktive Nutzungskonzepte eingebettet sind. Die Rentabilität von Batteriespeichern kann erhöht werden, indem verschiedene Nutzungskonzepte kombiniert werden (sog. Multi-Use/Revenue Stacking). Hierbei ist ein strategisches Energiemanagement maßgeblich.

Energiemanagementsysteme für Multi-Use-Konzepte werden in der Literatur häufig mit modellprädiktiver Regelung (MPC) umgesetzt [1, 3]. Diese Methode benötigt zum einen ein simples, jedoch präzises Modell, das die Auswirkungen einer Regelmaßnahme vorhersagt. Zum anderen sind Vorhersagen des Lastgangs, der PV-Produktion sowie der Energiepreise nötig.

Aufgrund der hohen Komplexität der modellprädiktiven Batteriesteuerung – besonders bei Betrachtung mehrerer paralleler Anwendungsfälle – stellt Reinforcement Learning (RL) eine vielversprechende Alternative zu MPC dar. RL kann hierbei unabhängig von einem Modell durch wiederholte Interaktionen mit der Umgebung komplexe Zusammenhänge erkennen und daraus eine Strategie ableiten.

In diesem Paper wird das ökonomische Potential eines RL-Algorithmus als Batteriesteuerungsstrategie für Unternehmen untersucht. Dazu wird ein RL-Modell entwickelt und mit einem Datensatz eines Industriebetriebs trainiert. Um die Performance eines RL-gesteuerten Batteriespeichers zu evaluieren, werden die Stromkosten eines solchen Betriebs denen eines ungesteuerten Betriebs ohne Speicher gegenübergestellt.

Methodik & Case Study

In diesem Paper verwenden wir ein Soft-Actor Critic Modell (SAC) aus zwei Gründen. Bei SAC handelt es sich um einen model-free RL-Algorithmus, der in der Lage ist, auch auf kleinen Datensätzen eine gute Leistung zu erzielen [2]. Da der vorliegende Datensatz des Industriebetriebs nur die PV- und Lastdaten für das Jahr 2021 beinhaltet, ist ein effizienter RL-Algorithmus umso wichtiger. Zusätzlich dazu unterstützt SAC eine Batteriesteuerung auf einer kontinuierlichen Skala anstatt diskreter Werte, wie es bei anderen RL-Algorithmen der Fall ist.

Der RL-Algorithmus wurde auf einem Datenset eines Industriebetriebs mit einem Jahresenergieverbrauch von etwa 5 MWh trainiert und getestet. Das Stromkosteneinsparpotential wurde anhand von zwei Use-Cases untersucht:

5) Energiearbitrage
6) Atypische Netznutzung

Das Ziel von Energiearbitrage ist die Senkung der Energiekosten. Hierfür werden die Strompreisschwankungen ausgenutzt und die bezogene Energie aus dem Netz an den entsprechenden Preis (Intraday-Preis für DE, 2021) angepasst.

Wenn Bedingungen für eine atypischen Netznutzung nach StromNEV §19 erfüllt sind, können die jährlich anfallenden Leistungskosten gesenkt werden. Hierfür muss die Lastspitze in den sogenannten Hochlastzeitfenstern im Vergleich zu den Lastspitzen außerhalb der Hochlastzeitfenster um einen gewissen Prozentsatz reduziert sein.

[1] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstr. 2 79110 Freiburg, +49 761 4588 2220, anna.christin.rothenhaeusler@ise.fraunhofer.de, https://www.ise.fraunhofer.de
[2] Universität Freiburg, arne.gross@imtek.uni-freiburg.de

Ergebnisse & Schlussfolgerungen

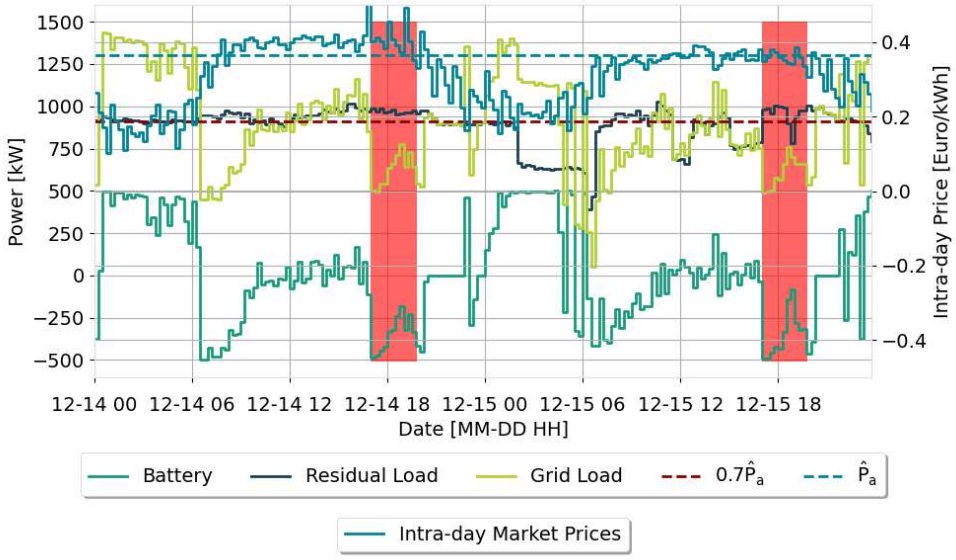


Abbildung 1: Leistung und Preis für zwei exemplarische Tage aus dem Validierungsdatenset für den Multi-Use-Anwendungsfall Energiearbitrage/atypische Netznutzung. Die Hochlastzeitfenster sind hier durch einen roten Hintergrund veranschaulicht. Zusätzlich ist die maximale Leistungsspitze des Vorjahres $\hat{P}_a$ dargestellt, sowie die maximale Leistungsgrenze für atypische Netznutzung $0.7\hat{P}_a$ laut Netzbetreiber.

In Abbildung 1 ist anhand von zwei exemplarischen Tagen des Validierungsdatensatzes das aus der Batteriesteuerung resultierende Verhalten veranschaulicht. Wie die Abbildung zeigt, wird die Leistung im Fall von Netzbezug kontinuierlich unter der vom Netzbetreiber[1] geforderten 70% Grenze gehalten. Zusätzlich kann beobachtet werden, dass zu Niedrigpreisphasen die Batterie geladen wird und im Gegensatz dazu zu Hochpreisphasen die Batterie entladen wird, um die vom Netz bezogene Leistung zu reduzieren.

Die Kombination aus Energiearbitrage und atypischer Netznutzung über die RL-Batteriesteuerung führt zu einem jährlichen Energiekosteneinsparpotential von etwa 97.000 Euro. Dies entspricht ca. 12% der Jahresstromkosten.

Die Ergebnisse des Papiers deuten auf ein hohes Potential der Verwendung eines RL-Algorithmus als Batteriesteuerungsstrategie hin. Zusätzlich dazu bietet RL den Vorteil, dass der Algorithmus sich im Laufe der Zeit an eine sich ändernde Umgebung anpassen kann ohne explizite Intervention in den Algorithmus.

Um eine eindeutige Aussage zur Profitabilität der Anwendung von RL zur Batteriesteuerung treffen zu können, sind weitere Simulationen nötig, die Investitionskosten sowie zyklische und kalendarische Alterungsmechanismen in das Training des RL-Algorithmus berücksichtigen.

Referenzen

[1] Chen, C., Wang, J., Heo, Y., and Kishore, S. 2013. MPC-Based Appliance Scheduling for Residential Building Energy Management Controller. IEEE Trans. Smart Grid 4, 3, 1401–1410.

[2] Tuomas Haarnoja, Aurick Zhou, Pieter Abbeel, and Sergey Levine. 2018. Soft Actor-Critic: Off-Policy Maximum Entropy Deep Reinforcement Learning with a Stochastic Actor. International Conference on Machine Learning, 1861–1870.

[3] Xu, X., Li, G., and Zhang, H. 2020. Optimal Energy Management System Design Based on Dynamic Programming for Battery Electric Vehicles. IFAC-PapersOnLine 53, 5, 634–637.

Für diesen Beitrag wurde bei der EnInnov2024 ein Young Author Award vergeben und dieser wurde im e&i Journal (Volume 141, Issue 5; August 2024) publiziert.

[1] Im vorliegenden Papier werden Hochlastzeitfenster und Netzentgelte der BadenovaNETZE GmbH verwendet.

8.6.6. Ökobilanz einer Bleibatterie – Warum das?

Friedrich JASPER(*)[1], Manuel BAUMANN, Bernhard RIEGEL[2], Marcel WEIL[3]

Dieser Beitrag zeigt anhand einer auf Primärdaten basierten Ökobilanz einer Bleibatterie, warum es unvermeidlich ist, Batterien in ihrem spezifischen Anwendungsfall zu untersuchen. In der Studie werden die Umweltauswirkungen der Bleibatterie mit denen einer Lithium-Ionen-Batterie in einem Datenzentrum und einem Heimspeicher verglichen. Hierbei wird deutlich, dass die ökologisch vorteilhafte Wahl einer Batterie stark von deren Nutzung abhängt (Abbildung 1).

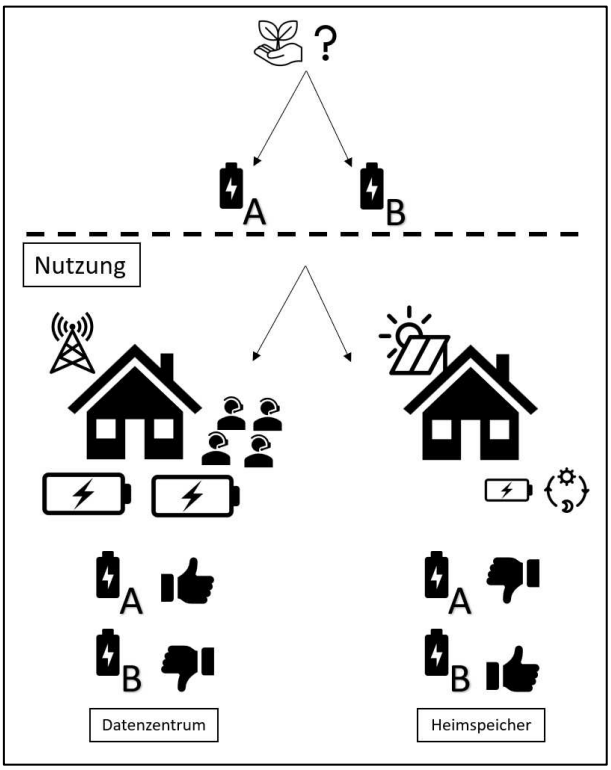


Abbildung 1: Illustration: Die ökologisch vorteilhaftere Wahl einer Batterie hängt stark von deren Nutzung ab.

Einleitung

Der weltweite Bedarf an Batterien ist in den vergangenen Jahren deutlich angestiegen und wird bis 2030 weiter steigen. Hauptsächlich ist dies auf die Mobilitätswende und den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Auch wenn die Bleibatterie (Lead-Acid Battery - LAB) nicht im Zentrum der Diskussionen um die Deckung des zusätzlichen Bedarfes steht, hat sie nach wie vor gegenüber anderen Technologien Vorzüge, die ihr noch immer einen großen Marktanteil im stationären Bereich zukommen lassen (stabile Spannung, hohe Sicherheit, niedrige Preise, die Abwesenheit kritischer Metalle und vor allem eine hohe Recyclingrate) [1]. Die hohe Recyclingrate von LABs ist jedoch aufgrund der hohen Toxizität von Blei unvermeidlich, da eine endgültige Entsorgung des Bleis die Umweltbilanz deutlich negativ beeinflussen würde. Außerdem agiert die LAB für viele Ökobilanzierungen (Life Cycle Assessment - LCAs) als Referenzzelle, wobei die zugrundeliegenden Daten häufig aus dem asiatischen Raum stammen oder veraltet sind. Die primäre Motivation dieser Arbeit war demnach die Datenlagen zu verbessern und aktuelle, industrielle Produktions- und Recyclingprozesse aus Deutschland einer

[1] Karlsruher Institut für Technologie - ITAS, Postfach 3640, 76021 Karlsruhe, +49 721-608-23977, friedrich.jasper@kit.edu, https://www.itas.kit.edu/english/rg_reset.php
[2] HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG, Bontkirchener Str. 1, 59929 Brilon, +49 2963 61-0 info@hoppecke.com, https://www.hoppecke.com
[3] Helmholtz Institut Ulm – HIU, Helmholtzstraße 11, 89081 Ulm, https://hiu-batteries.de

LCA zugrunde zu legen. Sekundär galt es der Frage nachzugehen: Kann die Bleibatterie mit den aktuell marktetablierten Lithium-Batterien ökobilanziell konkurrieren?

Methodik

Zur Erzeugung der Primärdaten wurde eine Material- und Energieflussanalyse der Produktions- und Recyclingprozesse des deutschen Batterieherstellers HOPPECKE Batterien GmbH durchgeführt. Die daraus resultierenden Daten einer 6 V LAB mit einer designten Lebensdauer von 15 Jahren wurde anschließend mit Hilfe der Datenbank „ecoinvent 3.8“ modelliert. Die in dieser Studie untersuchten Anwendungsfälle sind a) ein Datenzentrum, in welchem die Technologie als unterbrechungsfreie Stromversorgung genutzt wird, und b) ein stationärer Heimspeicher, welcher in Verbindung mit einer PV-Anlage Stromeigenverbrauch für Prosumenten erhöht. Der zentrale Unterschied der beiden Anwendungsfälle ist die Anzahl der durchlaufenen Zyklen pro Jahr (Datenzentrum: 2 vs. Heimspeicher: 182,5). Als Vergleichsbatterie wurde die von Peters et. al. [2] modellierte Lithium-Eisenphosphat (LFP) Batterie, aufgrund ihrer vorwiegenden Nutzung in stationären Anwendungen, herangezogen. Die Ergebnisse der LCA in der Kategorie Treibhausgase (GWP) sind pro kWh gelieferter Energie in der Gesamtlebensdauer von a) 10 Jahren und b) 20 Jahren angegeben [3], [4].

Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse der LCA für die beiden Anwendungsfälle Datenzentrum und Heimspeicher in der Kategorie Treibhausgase in g CO_2 eq. / kWh gelieferter Energie. Hierbei wird deutlich, dass die Größenordnung der Umweltauswirkungen abhängig von der Nutzung sehr variieren kann. Das ist abhängig von dem Teiler, der Menge an dem durch das System geliefertem Strom, die sich je nach getroffenen Annahmen um den Faktor 100 unterscheiden kann. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass je nach Anwendungsfall der ökologische Vergleich zweier Batterietechnologien unterschiedlich ausfallen kann. Im Falle von nicht-zyklischen Nutzungen, wie in a) Datenzentrum, dominieren die Auswirkungen der Produktion und End-of-life (EOL), sodass die LAB geringere Treibhausgase verursacht, als die LFP Batterie. Bei zyklischen Anwendungen, wie b) Heimspeicher, sind jedoch vor allem die Lebensdauer und Effizienzverluste zentral, was zu geringeren Auswirkungen der LFP Batterie führt. Zusammengefasst lässt sich sagen, dass Batterien immer in einem spezifischen Anwendungsfall untersucht und verglichen werden müssen, nach dem „Design by purpose“-Ansatz.

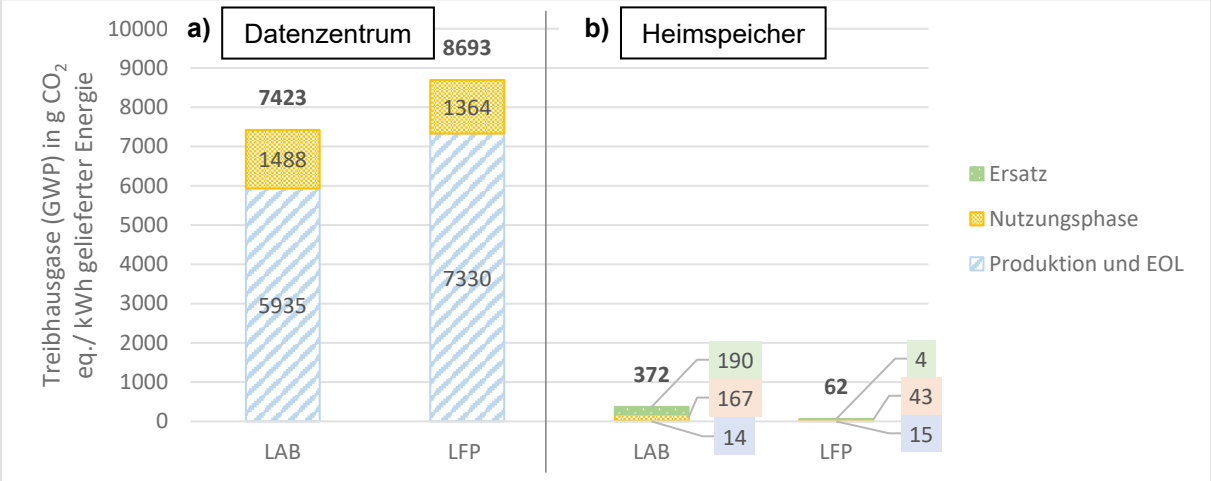


Abbildung 2: LCA Ergebnisse der Treibhausgaspotenziale (GWP) für die Anwendung Datenzentrum (a) und Heimspeicher (b).

Referenzen

[1] T. Gao, L. Hu, und M. Wei, „Life Cycle Assessment (LCA)-based study of the lead-acid battery industry“, *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, Bd. 651, Nr. 4, S. 042017, Feb. 2021, doi: 10.1088/1755-1315/651/4/042017.

[2] . F. Peters, M. Baumann, J. R. Binder, und M. Weil, „On the environmental competitiveness of sodium-ion batteries under a full life cycle perspective – a cell-chemistry specific modelling approach“, *Sustain. Energy Fuels*, Bd. 5, Nr. 24, S. 6414–6429, 2021, doi: 10.1039/D1SE01292D.

[3] ISO 14040, „Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework.“ 2006.

[4] ISO 14044, „Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines“,. 2006.