SCHRIFTENREIHE NR. 106

Österreichischer Verband für Elektrotechnik

OVE-Energietechnik-Tagung 2022

Energiespeicher-Technologien und Projekte im Fokus
E-Mobilität: Update und nötige Infrastruktur
Innovative strombasierte Prozesse für Industrie und Gewerbe

Kennen Sie schon die Social Media-Kanäle des OVE? Folgen Sie uns auf:

IMPRESSUM
Herausgeber: OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik
Eschenbachgasse 9, 1010 Wien
Layout und Satz: Monika Scholtysik, OVE Marketing
beesign.com, Mittelgasse 13, 1060 Wien
Foto: Cover: fotolia/Edelweiss
Druck: druck.at

Personenbezogene Formulierungen: Aus Gründen der Textökonomie werden in diesem Bericht weibliche Formen nicht explizit angeführt.
Wir weisen jedoch ausdrücklich darauf hin, dass sich alle personenbezogenen Formulierungen grundsätzlich gleichermaßen auf Frauen und Männer beziehen.

ISBN-Nr: 978-3-903249-18-9

www.ove.at

Band 106 der OVE-Schriftenreihe

OVE-Energietechnik-Tagung 2022

Energiespeicher-Technologien und Projekte im Fokus
E-Mobilität: Update und nötige Infrastruktur
Innovative strombasierte Prozesse für Industrie und Gewerbe

Graz, 19. und 20. Oktober 2022

Band 106 der OVE-Schriftenreihe

HAUPTSPONSOR

ENERGIE STEIERMARK

GOLD-SPONSOREN

ABB

CTC GLOBAL

IES ZIVILTECHNIKER

sprecher automation

SILBER-SPONSOREN

HITACHI

Hitachi Energy

Life Is On | Schneider Electric

BRONZE-SPONSOREN

AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

ANDRITZ

Austrian Power Grid APG

PHOENIX CONTACT

FFG Forschung wirkt.

GE

WIENER NETZE

SIEMENS Ingenuity for life

VORWORT

Liebe Tagungsteilnehmerinnen, liebe Tagungsteilnehmer,

als wäre die Energiewende noch nicht Aufgabe genug, stellt die aktuelle Situation im Gassektor die Energietechnik-Branche – sowie die gesamte Gesellschaft – noch einmal vor ganz neue Herausforderungen. Dies und die Turbulenzen am Strommarkt gefährden die europäische und österreichische Wirtschaft, sind eine massive Belastung für private Haushalte und haben damit auch soziale Sprengkraft. Um die Situation zu entschärfen, braucht es mehr als nur Sparmaßnahmen – es braucht dringend neue marktfähige Lösungen.

Unter diesen Vorzeichen findet die diesjährige OVE-Energietechnik-Tagung in der Seifenfabrik in Graz statt. Es ist bereits die 59. Fachtagung der Energietechnik-Branche, und wieder erwarten uns innovative Lösungsansätze und zukunftsweisende Konzepte für den notwendigen Umbau unserer Energieversorgung.
Der Ausstieg aus Erdgas ist eine Herkules-Aufgabe, das werden uns im Rahmen der Tagung die Expert:innen bestätigen. Wenn dieser Ausstieg, so schwierig er auch ist, gelingen soll – ja muss –, wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien noch drängender.

Technisch ist die Energiewende machbar. Das betonen wir als OVE seit Jahren und stützen uns dabei auf die Aussagen der vielen Expert:innen in der Energietechnik-Branche, die Tag für Tag an ihrer Umsetzung arbeiten. Und so stehen auch bei der OVE-Energietechnik-Tagung 2022 die Lösungsansätze im Vordergrund: Neue Entwicklungen im Bereich Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, innovative Speichertechnologien oder strombasierte Prozesse für Industrie und Gewerbe sind unter anderem die Schwerpunktthemen der diesjährigen Tagung.

Wissenschaft und Forschung arbeiten laufend an der Weiterentwicklung neuer innovativer Technologien, die gesamte Energietechnik-Branche bemüht sich intensiv um die rasche Umsetzung der Energiewende. Es liegt aber auch an der Politik, diese möglich zu machen. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz liegt der rechtliche Rahmen vor, doch immer noch sind viele Fragen nicht endgültig geklärt. So muss etwa die aktive Teilnahme der Bevölkerung an der Energiewende über Energiegemeinschaften noch vereinfacht werden. Zugeständnisse einzelner Politiker:innen sind hier zu wenig, für die Energiewende braucht es einen Masterplan.
In diesem Sinne wünsche ich Ihnen eine informative Tagung und einen spannenden Austausch mit Branchenkolleg:innen über aktuelle Projekte, Forschungsergebnisse und Lösungsansätze.

Kari Kapsch
OVE-Präsident

VORWORT

Vorwort zur
OVE-Energietechnik-Tagung 2022
Aktuelle Entwicklungen und neue Herausforderungen in der Energietechnik-Branche

Der jährliche Branchentreff für die Energietechnik findet dieses Jahr am 19./20. Oktober in der Seifenfabrik in Graz statt. In unserer schnelllebigen Zeit und den sich hintereinander reihenden Krisen muss man auch innehalten und die Zusammenhänge aufarbeiten.

Die Corona-Krise, der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die Klimakrise sind globale Phänomene, während dramatische Unwetterereignisse auch lokal zu schweren Schäden führen und abermals bestätigen: Die Welt verändert sich. Es sind Veränderungen durch Menschenhand, und es liegt an den Menschen selbst, sich dem „unendlichen" Wachstum und Ressourcenverbrauch hinzugeben oder besser abzuwiegen, wie hoch und wie wertschöpfend der eigene Energieeinsatz (genauer: Energieumsatz) ist. Insbesondere ist diese Frage in der Wohlstandsgesellschaft, der wir angehören, zu stellen; diese zeichnet sich dadurch aus, dass uns – gegenüber vielen anderen Menschen auf der Erde – (scheinbar) ausreichend und im direkten Vergleich viel mehr an Energie zur Verfügung steht. Die aktuelle und nun nächste Krise, die Energiekrise, mit den Verwerfungen, z. B. im Rohstoff-/Gassektor und bei Primärenergieträgern, zeigt uns neben den multi-kausalen Zusammenhängen aber gerade auch die Verletzlichkeit unseres Systems auf.

In einem neuen Report des Thinktanks Club of Rome von Anfang September 2022 geht es nun – nicht wie in jenem von vor 50 Jahren mit der Sorge über „Die Grenzen des Wachstums" – um Maßnahmen, mit denen sich eine lebenswerte Zukunft noch erreichen lassen kann. Die Zukunft der Menschheit hängt demnach vor allem von „fünf außerordentlichen Kehrtwenden" ab: Beendigung der Armut, Beseitigung der eklatanten Ungleichheit, Ermächtigung der Frauen, Aufbau eines für Menschen und Ökosysteme gesunden Nahrungsmittelsystems und Übergang zum Einsatz sauberer Energie.

Gerade das Energiethema bestätigt unseren Auftrag für die Branche, weitere diesbezügliche Entwicklungen bestmöglich voranzutreiben. Wir sind außerordentlich gefordert im Elektrizitätssektor, nicht umsonst ist ja „Strom" die Abkürzung von:

S … aubere Energie aus Erneuerbaren und den entsprechenden
T … echnologien, als
R … ichtig guter Energieträger,
O … riginal und erfunden vor ~250 Jahren von und für die
M … enschen dieser Welt

In diesem Sinne bietet der vorliegende Tagungsband auch etwas positivere Aussichten. Im Rahmen der OVE-Energietechnik-Tagung präsentieren Expert:innen aus Wirtschaft und Forschung, Energieunternehmen, Netzbetreiber und Interessensvertretungen aktuelle Projekte, Forschungsergebnisse und Lösungsansätze. Im Mittelpunkt der OVE-Energietechnik-Tagung 2022 stehen aktuelle Entwicklungen im Bereich Elektromobilität und Ladeinfrastruktur, innovative Speichertechnologien sowie strombasierte Prozesse für Industrie und Gewerbe.

Die Energiewende mit dem massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) bringt neben dem „sauberen Strom“ auch zahlreiche Herausforderungen mit sich, darunter etwa die Integration der EE und der Elektromobilität in die Stromnetze oder die Notwendigkeit von Speichern und neuen Speichertechnologien. Der Übergang zu strombasierten industriellen Prozessen mit der Reduktion von fossilen Energieträgern sowie die aktuelle Situation im Gassektor erfordern zudem innovative Lösungen über die Sektorgrenzen hinweg. Weiters werden insbesondere der Ausbau der Stromnetze und neue effiziente Technologien benötigt.

In diesem Sinne wünsche ich erhellende Momente beim Lesen der Kurzfassungen der Tagungsbeiträge und schließe nochmals mit dem Appell: Wir werden wieder lernen (müssen?), bewusster mit Ressourcen sowie Energieein- und -umsatz umzugehen, auch werden da und dort mit vertretbaren Komfortverlusten nötige Einsparungen erzielbar sein. Die Krisen ermahnen uns, Energie und Rohstoffe bestmöglich effizient und effektiv einzusetzen. Ein weiterer Punkt fällt mir zunehmend auf: Unsere Welt ist sehr komplex geworden, voll von Regularien, Vorgaben und extremen Verschachtelungen. Die Physik ist gar nicht so kompliziert, der grüne Strom muss einfach nur fließen (können). Also, die Zeit ist reif, und wir haben eine entsprechende Verantwortung – auch für unsere Folgegenerationen. Pack ma's an!

Es grüßt Sie und Euch, 2022 vermehrt nachdenklich,

Herbert Popelka
Vorstandsvorsitzender der OVE-Energietechnik

OVE
Österreichischer Verband
für Elektrotechnik

Mit Sicherheit bestens vernetzt.

GEMEINSAM SIND WIR STARK: Der OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik ist eine Vereinigung von Unternehmen, Institutionen, Expert/innen und Interessent/innen aus dem gesamten Bereich der Elektrotechnik und Informationstechnik. Mit dem klaren Ziel, das Ansehen der Branche und die Entwicklung des Berufsstandes zu fördern. Weiters unterstützt der OVE den Fortschritt von Technik und Wissenschaft und gestaltet die Zukunft aktiv mit.
ove.at

VORWORT

Liebe Teilnehmerinnen, liebe Teilnehmer,

die Energiekrise und damit verbunden die exorbitanten Strompreise beherrschen die öffentliche Debatte. Das ist auch nicht weiter verwunderlich, ist doch vor allem der Strom die Basis unserer technologisierten Gesellschaft und damit einer prosperierenden Wirtschaft und für unser aller Wohlstand. Dass die Debatte zur Aufbringung des benötigten Stroms und über die Notwendigkeit eines geänderten Marktmodells zum Teil sehr ideologiegetrieben geführt wird, ist dabei wenig hilfreich. Im Rahmen dieser 59. OVE-Energietechnik-Tagung soll die Situation faktenbasiert und objektivierend analysiert werden. Gleichzeitig werden Lösungsmöglichkeiten vor allem durch eine forcierte Umsetzung der Energiewende aufgezeigt. Bei all dieser Aktualität soll aber auch bei dieser Fachtagung die Energietechnik im Vordergrund stehen, mit dem Ziel, die wissenschaftliche und technische Weiterentwicklung auf diesem Gebiet zu fördern und zur Lösung aktueller Fragestellungen beizutragen. Dieses Jahr geht es um Energiespeichertechnologien, die Infrastruktur für die Elektromobilität und strombasierte Prozesse für Industrie und Gewerbe, um auch in diesem Bereich die Ziele einer CO2-freien Produktion zu erreichen und damit einen wesentlichen Beitrag für die Transformation unseres Energiesystems zu leisten.

Zur Umsetzung all dieser Ziele bedarf es innovativer Nachwuchskräfte, an denen es deutlich mangelt. Der OVE hat daher schon seit einiger Zeit einen Schwerpunkt in der Nachwuchsförderung gesetzt und vergibt seit vielen Jahren Preise für herausragende Abschlussarbeiten an HTLs, FHs und Universitäten, die traditionell bei der Abendveranstaltung der Energietechnik-Tagung verliehen werden. Traditionell und ein Höhepunkt der Tagung ist auch die Präsentation der ausgezeichneten Arbeiten durch die Preisträger:innen des OVE-Energietechnik- und Prof. Werner Rieder-Preises.

Die inhaltliche Planung dieser Tagung oblag Martin Cichy und Herbert Popelka, organisiert wurde sie von meinen OVE-Kolleg:innen Yasmin Schlichtinger und Tomas Mehlmauer, denen ich an dieser Stelle ganz herzlich für ihre hervorragende Arbeit danke.

Damit wünsche ich Ihnen eine interessante Tagung und einen spannenden Gedankenaustausch mit Ihren Branchenkolleg:innen.

Peter Reichel

PROGRAMM – Mittwoch, 19. Oktober 2022

11:00	Registrierung der Teilnehmer:innen - Get together
12:00	Begrüßung *Kari KAPSCH,* OVE-Präsident *Herbert POPELKA,* Vorstandsvorsitzender der OVE Energietechnik
12:20	**Siamesische Zwillinge: Erneuerbare Energie und Netzausbau!** *Martin GRAF | Energie Steiermark AG*
12:40	**EnergieInnovation: Mobilität – Speicher weitergedacht** *Alfons HABER | E-Control*
13:00	**Photovoltaik vom Underdog zum Big Player** *Vera IMMITZER | PHOTOVOLTAIC AUSTRIA*
13:20	**Bedeutung der Windenergie für eine sichere Energieversorgung und den Klimaschutz** *Stefan MOIDL | IG Windkraft*
13:40	**Gas raus - Strom rein?** *Gerhard FIDA | Wiener Netze GmbH*
14:00	**Podiumsdiskussion und Zusammenfassung der Keynotes** *M. GRAF, A. HABER, V. IMMITZER, S. MOIDL, G. FIDA und die Tagungsteilnehmer:innen*
14:45	Kaffeepause, Networking & Poster Session
15:30	**Energiespeicher: Eine Herausforderung, viele Lösungsvorschläge** *Wolfgang KOFLER | TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG*
16:00	**Einsatz von Speichern im zukünftigen Netz zur Bewältigung von Dunkelflauten** *Robert SCHÜRHUBER | Technische Universität Graz*
16:30	**XFLEX HYDRO – HYDROPOWER EXTENDING power system FLEXIBILITY** *Serdar KADAM | ANDRITZ HYDRO GmbH*
17:00	**Einsatz von maschinellem Lernen zur Prognose des Wärmebedarfs für die thermische Modellierung eines sektorkoppelnden Hybridspeichers** *Elmira TORABI MAKHSOS | Technische Universität Wien*
17:30	KURZE PAUSE
17:45	**Tutorial: Mathematische Optimierung und Modellierung für ein klimaneutrales Energiesystem** *Sonja WOGRIN | Technische Universität Graz*
18:30	**Zusammenfassung des ersten Tages** *Herbert POPELKA, Vorstandsvorsitzender der OVE Energietechnik*
19:30	**Abendveranstaltung** in der Seifenfabrik mit Verleihung des OVE-Energietechnik-Preises und des Prof. Werner Rieder-Preises

PROGRAMM – Donnerstag, 20. Oktober 2022

09:00 **Präsentationen der Preisträger:innen des OVE-Energietechnik-Preises und des Prof. Werner Rieder-Preises**

10:00 **Netztechnische Aspekte der E-Mobilität aus Forschung und Praxis**
Julia VOPAVA-WRIENZ | Montanuniversität
Leoben René BRAUNSTEIN | Energie Steiermark Technik GmbH

10:30 **„Quick-Scan" zur Abschätzung des Ladestationspotenzials in Nieder- und Mittelspannung**
Walter SCHAFFER | Salzburg Netz GmbH

11:00 Kaffeepause, Networking & Poster Session

11:30 **Multi-Megawatt Charging to Foster the Mobility Transition**
Markus MAKOSCHITZ | AIT Austrian Institute of Technology GmbH

12:00 **Integrationsunterstützung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität durch Microgrids**
Benjamin MACHALIK | Schneider Electric Austria Ges.m.b.H.
Frank-Helmut WEHNER | Schneider Electric Austria Ges.m.b.H.

12:30 **Netzrückwirkungen bi-direktionaler E-Ladestationen**
Bernhard GRASEL | FH Technikum Wien

13:00 Mittagspause & Networking & Poster Session

14:00 **OMV Strategie 2030 und damit verbundene Erhöhung des Strombedarfs**
Michael SATTLER | OMV Downstream GmbH

14:30 **Klimaneutrale Elektrostahlproduktion durch Energieeffizienz und Integration Erneuerbarer Energie**
Johannes DOCK | Montanuniversität Leoben
Thomas KIENBERGER | Montanuniversität Leoben

15:00 **Wie innovativ dürfen Energienetze sein?**
Christof SUMEREDER | FH JOANNEUM

15:30 **Engpassmanagement in Verteilnetzen durch Topologieänderungen basierend auf Deep Learning**
Susanne SCHMITT | Hitachi Energy Deutschland

16:00 **Zusammenfassung und Verabschiedung**
Herbert POPELKA, Vorstandsvorsitzender der OVE Energietechnik

16:15 Ende der Veranstaltung

INHALT

12 **Energieinnovation: Mobilität – Speicher weitergedacht**
Alfons Haber

16 **Energiespeicher: Eine Herausforderung, viele Lösungsvorschläge**
Wolfgang Kofler

20 **XFLEX HYDRO – hydropower extending power system flexibility**
Serdar Kadam, Wolfgang Hofbauer, Magdalena Neuhauser, Stefan Lais, Erich Wurm, Jean-Louis Drommi

24 **Einsatz von maschinellem Lernen zur Prognose des Wärmebedarfs für die thermische Modellierung eines sektorkoppelnden Hybridspeichers**
Elmira Torabi Makhsos, Christian Alács, Wolfgang Gawlik, Christian Messner, Andreas Oberhammer

30 **Netztechnische Aspekte der E-Mobilität aus Forschung und Praxis**
Julia Vopava-Wrienz, René Braunstein, Thomas Kienberger

34 **„Quick-Scan" zur Abschätzung des Ladestationspotenzials in Nieder- und Mittelspannung**
Walter Schaffer, Gerald Hörack, Christoph Groiß, David Grubinger

38 **Multi-Megawatt Charging to Foster the Mobility Transition**
Markus Makoschitz

42 **Integrationsunterstützung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität durch Microgrids**
Benjamin Machalik, Frank-Helmut Wehner

46 **Netzrückwirkungen bidirektionaler E-Ladestationen**
Bernhard Grasel, Manfred Tragner, José Baptista

50 **Klimaneutrale Elektrostahlproduktion durch Energieeffizienz und Integration Erneuerbarer Energie**
Johannes Dock, Thomas Kienberger

54 **Wie innovativ dürfen Energienetze sein?**
Christof Sumereder

56 **Engpassmanagement in Verteilnetzen durch Topologieänderungen basierend auf Deep Learning**
Giancarlo Dalle Ave, Tomás Carvalho, Jhelum Chakravorty, Milos Subasic, Susanne Schmitt

Energieeffizient in die Zukunft.

ABB Ability™ Energy and Asset Manager.

Der ABB Ability™ Energie- und Anlagen-Manager ist eine hochmoderne Cloud-Lösung für die Überwachung und Analyse von Anlagen. Er ermöglicht es, das elektrische Verteilungssystem eines Standorts und andere Versorgungseinrichtungen zu verwalten, was zu einer verbesserten Leistung, Effizienz und Sicherheit führt. Durch sein skalierbares und flexibles Design gewährleistet der ABB Ability™ Energy and Asset Manager eine umfassende Verfügbarkeit der Daten der elektrischen Nieder- und Mittelspannungsverteilung sowie von Wasser-, Gas- oder Wärmemengenzählungen.

new.abb.com/low-voltage/de

Energieinnovation: Mobilität – Speicher weitergedacht

Alfons Haber

Die Zukunft der Energieversorgung steht in vielerlei Hinsicht zur Diskussion. Die Herkunft der Energie, unsere Abhängigkeiten, die künftige Verwendung der Energie oder auch Aspekte heimischer Wertschöpfung können beispielhaft genannt werden. Am Anfang steht oft die Innovation, die neue Freiräume schafft, etwa im Bereich der Substitution. Analysen zu Anwendungsmöglichkeiten, Übertragung und Erzeugung von Energie mit möglichen Entwicklungen bis zum Jahr 2030 mit dem Schwerpunkt elektrischer Energie werden hier dargestellt.

Die Erzeugungssituation (siehe Abb. 1) in der Regelzone APG wird aktuell durch den Faktor Wasserkraft geprägt. Mit etwa 12,5 GW installierter Engpassleistung (EPL) entfallen 52 % des gesamten Kraftwerksparks (24 GW) auf Lauf- (5,8 GW, 24 %) bzw. Speicherkraftwerke (6,7 GW, 28 %). Mit Wind (3,1 GW, 13 %), Photovoltaik (PV) (2 GW, 8 %) und Biomasse (0,6 GW, 2 %) vereinen Erneuerbare etwa 24 % der Erzeugungskapazitäten. Komplettiert wird die Erzeugungslandschaft von Wärmekraftwerken (5,8 GW, 24 %).
Unter Berücksichtigung der in Umsetzung befindlichen Bauvorhaben, geplanter Stilllegungen und der im Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen 2021 festgelegten Ausbauziele, wird PV im Jahr 2030 mit einem Zuwachs von 11 GW allein über 31 % der Engpassleistung stellen und prägt damit hauptverantwortlich das Wachstum des installierten Kraftwerksparks um etwa 17 GW auf 41 GW. Zuwächsen bei Wind- (+ 4 GW), Lauf- und Speicherkraftwerken (jeweils etwa 1 GW) sowie Biomasse (0,25 GW) steht ein aus aktueller Sicht konstanter Bestand an Wärmekraftwerken gegenüber (siehe Abb. 2).

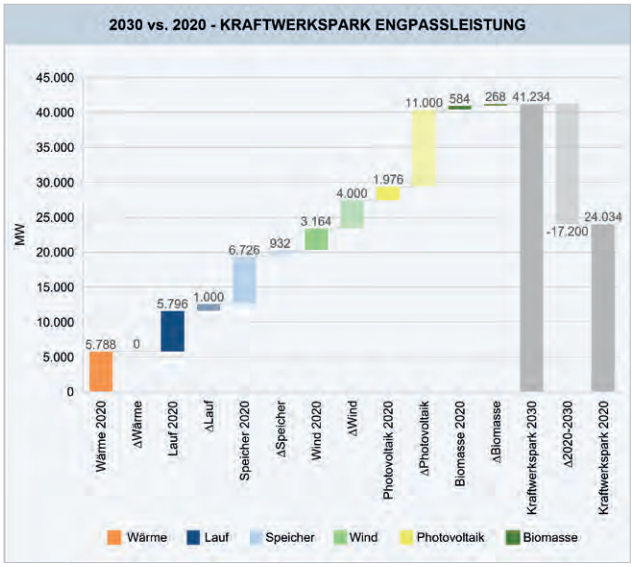


Abb. 1. Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2020, Regelzone APG

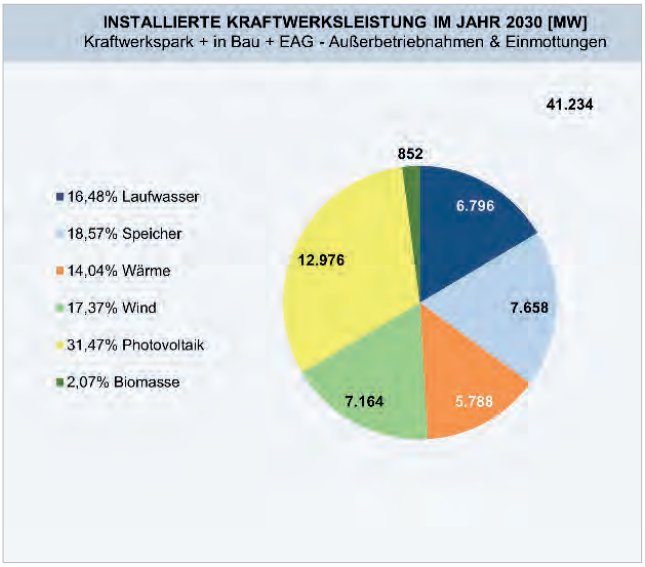


Abb. 2. Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG

Verbrauchsseitig wird für 2030 ein elektrischer Endverbrauch von 71,8 TWh mit einer Spitzenlast von 12,3 GW prognostiziert. Das entspricht einer Steigerung um 10,6 TWh (17 %) im Verbrauch bzw. 1,9 GW (18 %) im Vergleich zum Jahr 2020, für das ein Endverbrauch von 61,2 TWh und eine Spitzenlast von 10,4 GW ausgewiesen wird (siehe Abb. 3 und 4).

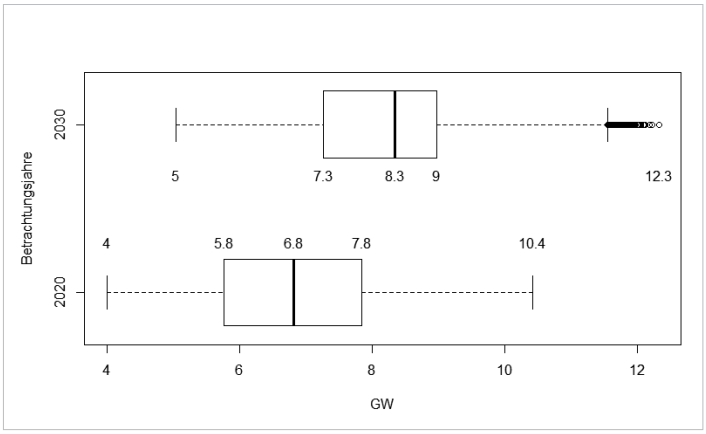


Abb. 3. Verteilung der Stundenlasten 2030 vs. 2020

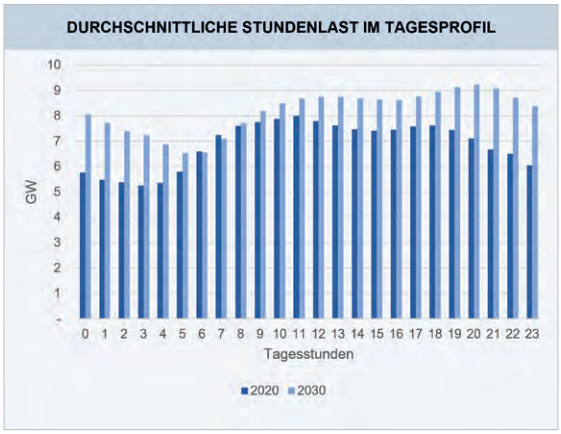


Abb. 4. Stundenlasten im Tagesprofil 2030 vs. 2020

Zur Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie und unter Berücksichtigung der EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen wurde in Österreich im Juli 2021 das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gemeinsam mit Novellierungen zu weiteren Gesetzesmaterien beschlossen. Das Ziel ist, die Stromversorgung an Endkundinnen und -kunden in Österreich bilanziell ab dem Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energieträger zu decken.

Die bestehende Netzinfrastruktur ist den zukünftigen Aufgaben nur zum Teil gewachsen. Entsprechend des Zustands des Bestands und der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last, werden durch den Netzbetreiber Netzoptimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip definiert, durch die E-Control geprüft und für Übertragungsnetze auch direkt genehmigt. Zudem benötigt es intelligente Maßnahmen, die es ermöglichen sollen, die bestehenden Leitungskapazitäten möglichst effizient zu nutzen. Das können zusätzliche innovative Installationen auf bestehenden Leitungen sein, die es beispielsweise ermöglichen, bei gewissen Wettersituationen Leitungen mit höheren Energieflüssen zu beaufschlagen (Dynamic Line Rating), oder Flexibilitätsinstrumente, die Marktteilnehmer dazu veranlassen oder verpflichten, ihr Verhalten zur Unterstützung des Netzbetriebs zu verändern (beispielsweise Demand Side Management oder P/U-Regelungsvorgaben für Erzeugungsanlagen, Speichermanagement). Daran gekoppelt ist die sinnvolle Nutzung von Daten aus intelligenten Messgeräten. Eine andere Möglichkeit der effizienten Nutzung der bestehenden Infrastruktur ist die Koppelung des Stromsystems mit anderen Sektoren, wie Gas, Wärme oder Mobilität, zur Nutzung von Synergien im Systembetrieb, insb. der zeitlichen Verlagerung von Erzeugung und Last.

Hinsichtlich der Elektrifizierung der Mobilität werden neben einer generellen Veränderung des Verbrauchsverhaltens (Modaler Split, Sharing-Lösungen etc.) durch Schaffung von Infrastruktur bzw. Anreizen auch die möglichst effiziente und systemdienliche Nutzung der Strominfrastruktur angestrebt. So kann der intelligente Betrieb von Ladestationen die Netzlast ohne Komfortverlust für den Anwender möglichst homogenisieren und Bedarf an Netzausbau, auch in Kombination mit mehr Speicherlösungen und dezentraler (vor allem Photovoltaik-) Einspeisung, optimieren.

Bedingt auch durch die rasch zunehmende Elektrifizierung der Mobilität, die damit verbundene steigende Last und den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien sind Speicher mehr denn je gefragt. Neben der reinen Verfügbarkeit von Energiespeichern wird aber auch deren intelligente Nutzung (z. B. im Markt oder Netz) einer stetigen Weiterentwicklung bedürfen. Damit erhöhen diese Faktoren im Zusammenspiel mit einem Ausbau an Speicherkapazitäten die Anforderungen an die Koordinationsprozesse im Energiesystem, aber auch an die Infrastruktur der Zukunft.

Im Bereich der Industrie erfordert die Dekarbonisierung ebenfalls eine stärkere Elektrifizierung von Prozessen, um Erdgas schrittweise zu substituieren. Dies kann einerseits über direkt-elektrische Anwendungen und andererseits über Wasserstoffanwendungen (auf Basis von Erneuerbarem Wasserstoff) erfolgen. Ansätze zur direkten Elektrifizierung finden sich vor allem im Bereich der Prozesswärme (Nieder- und Mitteltemperaturan-

wendungen), der Dampferzeugung und der Stahlindustrie (Lichtbogenöfen). Aber auch in der chemischen Industrie, der Glas- und Aluminiumherstellung sowie im Bereich der Zement- und Kalkindustrie werden Ansätze zur direkten Elektrifizierung und damit zum Ersatz von Erdgas verfolgt. Die österreichische Wasserstoffstrategie sieht die stoffliche Nutzung (chemische Industrie) und die Nutzung als Reaktionsmittel (Stahlindustrie) als prioritär an, gefolgt von der Nutzung für Hochtemperaturprozesse. Damit soll auch in nicht oder nur schwer elektrifizierbaren Sektoren Erdgas schrittweise substituiert werden. Ein mögliches Beispiel hierfür ist ebenfalls die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger, der z. B. von Erneuerbaren Energien über Elektrolyse erzeugt und ebenfalls gespeichert werden kann.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff wird eine Vor-Ort-Erzeugung von Erneuerbarem Wasserstoff mittelfristig bevorzugt. Eine Beimengung von Wasserstoff in das Gasnetz (Blending) spielt derzeit eher eine untergeordnete Rolle. Mittel- bis langfristig würde sich, bei einer deutlich gesteigerten Wasserstoffproduktion, eine Notwendigkeit für eine dezidierte Wasserstofftransportinfrastruktur ergeben.
Im Zuge der Substitution von Erdgas durch elektrische Energie oder durch Wasserstoffanwendungen mit vor-Ort-erzeugtem oder gespeicherten Wasserstoff muss die leitungsgebundene Infrastruktur (v. a. Stromnetze) an den jeweiligen Produktionsstandorten und Standorten von Elektrolyseuren – auch im Sinne einer optimierten Planung unter Berücksichtigung lokaler Erzeugungspotenziale und Speichermöglichkeiten – entsprechend dimensioniert und ggf. errichtet werden. Diese Thematik gewann in letzter Zeit noch mehr an Bedeutung, denn neben dem Zubau von Erzeugung wird auch immer mehr Last installiert (z. B. für Elektrolyse).
Es zeigt sich, dass die Energieversorgung und die zugehörige Versorgungssicherheit immer mehr an Bedeutung gewinnen, insbesondere ein zeitnaher Ausstieg aus Erdgas gefordert und gefördert wird und allgemein das Energiesystem zusätzliche Anforderungen und Ziele erfüllen wird müssen, die es neben dem raschen Ausbau der Infrastrukturen ebenfalls durch Energieinnovationen zu lösen gilt.

Quellen

[1] S. Moser, et al.: IEA IETS Annex 19 – Basispapier Elektrifizierung der Industrie, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, AIT Austrian Institute of Technology, Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, AEE INTEC, Jänner 2020 [online] https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2021/07/IEA-IETS-19-Industrial-Electrification-Basispapier-FINAL.pdf

[2] T. Fleitner, et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien – Modul Industrie, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, Dezember 2021 [online] https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/FT_Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf

[3] M. Baumann, et al.: Erneuerbares Gas in Österreich 2040 – Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot, Austrian Energy Agency, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Juni 2021 [online] https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:2486be49-85cd-41d6-b2af-a6538757e5cd/Erneuerbares-Gas-2040.pdf

[4] J. Rissman, et.al.: Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070, Applied Energy, 266, 2020, 114848 [online] https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2020/04/Technologies-and-policies-to-decarbonize-global-industry-review-and-assessment-of-mitigation-drivers-through-2070.pdf

[5] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie: Wasserstoffstrategie für Österreich, 2022 [online] https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:0eb2f307-1e4d-41b1-bfd8-22918816eb1b/BMK_Wasserstoffstrategie_DE_UA_final.pdf

[6] Energie in Österreich – Wo die Industrie das meiste Gas benötigt, in: Industrie Magazin, 08.03.2022 [online] https://industriemagazin.at/news/diese-industriezweige-brauchen-das-meiste-gas/#:~:text=Der%20Erdgas%2DVerbrauch%20in%20%C3%96sterreich,Gas%20werden%20f%C3%BCr%20Sonstiges%20aufgewendet

[7] Accelerating electrification with the “Cracker of the Future” Consortium, Brightlands (Borealis, BP, TotalEnergies, Repsol, Eni) [online] https://www.borealisgroup.com/news/accelerating-electrification-with-the-cracker-of-the-future-consortium, https://www.brightlands.com/en/brightlands-chemelot-campus/nieuws/accelerating-electrification-cracker-future-consortium#_ftnref1
[8] HyGlass, Bundesverband Glasindustrie e.V. [online] https://www.bvglas.de/dekarbonisierung/hyglass-wasserstoffeinsatz-in-der-glasindustrie/
[9] P2X Kopernikus Projekte [online] https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/p2x_lca_wann_h2_klimafreundlich_in_glasindustrie
[10] HYBRIT – Fossil-free Steel, Vattenfall, SSAB, LKAB [online] https://www.hybritdevelopment.se/en/
[11] H2FUTURE, Verbund, voestalpine, SiemensEnergy, APG [online] https://www.h2future-project.eu/partners

Vortragender

Alfons Haber, Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich; E-Mail: alfons.haber@haber.co.at

Energiespeicher: Eine Herausforderung, viele Lösungsvorschläge

Wolfgang Kofler

Der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie mit gleichzeitigem Ausstieg aus konventioneller Erzeugung bringt einen enormen Energiespeicherbedarf mit sich. Die Palette der Speichertechnologien ist beachtlich. Mit hohem Einsatz wird an der Optimierung derselben sowie an der Erforschung alternativer Lösungen gearbeitet.

Es wird zwischen Kurzzeit-, Mittelfrist- und Langzeitspeicherbedarf unterschieden, und in dieser Weise werden Speicher-technologien je nach spezifischer Eigenschaft klassifiziert:

- Elektrisch-/elektromagnetische Speicher im „Ultra"-Kurzzeitbereich (Sekunden, Minuten): z. B. Kondensatoren, Spulen
- Elektrochemische Speicher im Kurzzeitbereich (Stunden): z. B. Batterien
- Mechanische Speicher (Stunden, Tage): z. B. Druckluft- und Pumpspeicher
- Chemische Speicher (Wochen, Monate): z. B. Speichermedien wie Methan und Wasserstoff

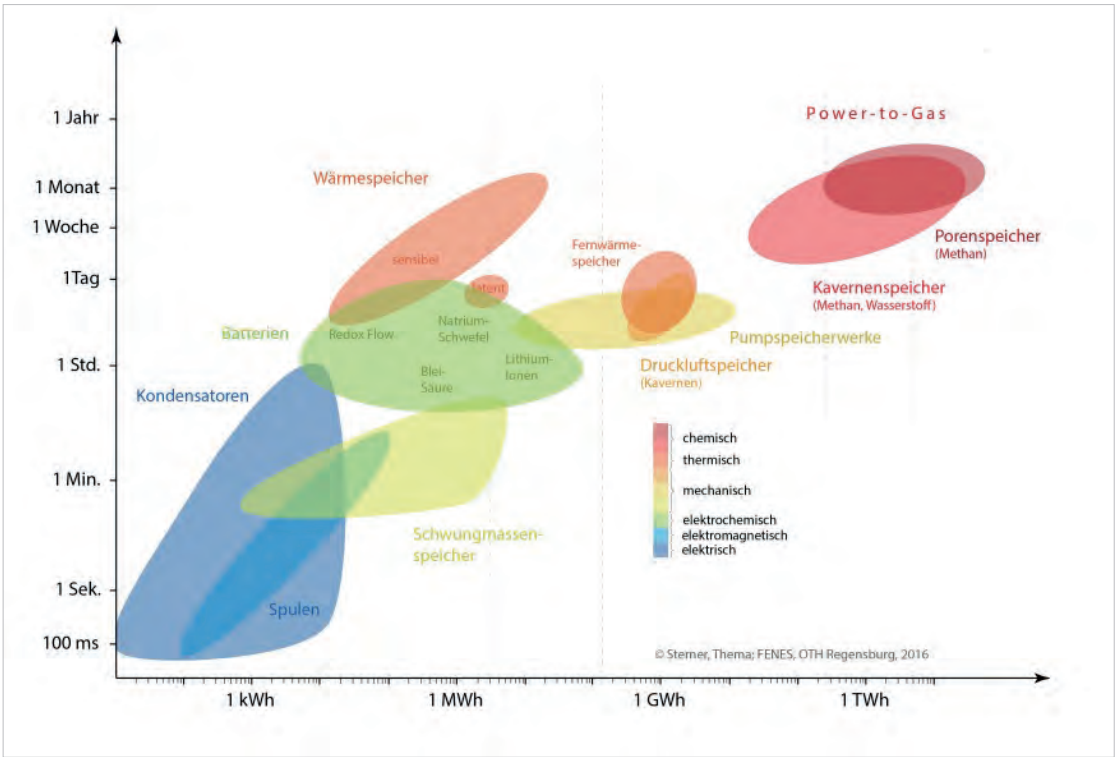


Abb. 1.

Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit der Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Speicherenergie und dessen Deckung. Dabei werden mitunter recht unterschiedliche Ansätze verfolgt. Im Rahmen des gegenständlichen Beitrags wird ein kritischer Blick auf einige grundsätzliche Punkte und Fragestellungen geworfen, unter anderem auf:

Kategorisierung und Einsatzweise unterschiedlicher Speichertechnologien

Vorzuhaltende Leistung sowie Energie ist abhängig vom betrachteten Zeitintervall. Naturgemäß ist die benötigte Energie für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch vergleichsweise gering, demgegenüber können die geforderten Leistungen aber sehr hoch sein. Für einen jahreszeitlichen Ausgleich müssten vor allem sehr große Energien bereitgestellt werden.

Abgesehen von Kondensatoren und Spulen, deren Einsatzbereich aufgrund der Physik im Sekundenbereich liegt, sind andere Speichertechnologien grundsätzlich in weit gesteckten Zeiträumen nutzbar. Großbatterien werden üblicherweise und aus technischen Gründen als Ein- bis Eineinhalbstundenspeicher ausgelegt. Sie werden deshalb jedoch nicht innerhalb von wenigen Stunden aufgeladen und entladen, sondern stehen je nach Anwendung bei spezifischen Ladezuständen zur Verfügung. Umgekehrt wird aber auch elektrolytisch erzeugter Wasserstoff nicht von vornherein über Monate gelagert, sondern auch kontinuierlich als Ersatz fossiler Brennstoffe oder im Anlassfall kurzfristig zur Rückverstromung verwendet werden.
Auch Pumpspeicherkraftwerke werden das ganze Jahr über im Wälzbetrieb genutzt, wobei dieser Betriebsart überlagert die saisonale Verlagerung der Produktion erfolgt. Die installierte Speicherkapazität steht somit höchstens in einem sehr kurzen Zeitraum des Jahres zur Verfügung.
Somit verschwimmen die Einsatzzeiten der unterschiedlichen Speichermethoden ineinander, eine klare Abgrenzung in Kurzzeit-, Mittel- oder Langzeitspeicher hinsichtlich ihres Betriebseinsatzes wäre irreführend. Dieser wird sich in jedem Fall nach den Gegebenheiten des Marktes und den technischen Erfordernissen richten. Die installierten Kapazitäten dürfen keinesfalls als nutzbar herangezogen werden. Die Abschätzung des für den Umbau des Energiesystems erforderlichen Speicherbedarfs muss dem Rechnung tragen.

Schließlich, und als wesentlichster Punkt, müssen bei der Einordnung der verschiedenen Speichertechnologien die Grö-ßenverhältnisse beachtet werden. Immerhin sind die Speicherkapazitäten in Abb. 1 im logarithmischen Maßstab skaliert. Ein Pumpspeicherkraftwerk entspricht tausend Großbatterien, ein Kavernenspeicher tausend Pumpspeicherkraftwerken. Diese Verhältnisse zeigen ganz klar, in welche Technologien vorrangig investiert werden muss.

Gesicherte Leistung der „Erneuerbaren“

Statistische Erzeugungsdaten der Erneuerbaren sind nur sehr eingeschränkt geeignet für die Ermittlung des Speicherbe-darfs. Großräumige Flauten können in vereinzelten Stunden eintreten und erfordern jedenfalls einen kurzfristig enormen Bedarf an Reserveleistung; ganz zu schweigen von Zeiten länger anhaltender Dunkelflauten, in denen auch die Produktion aus Photovoltaikanlagen einbricht. Jedenfalls muss der sichere und stabile Netzbetrieb zu jeder Zeit gewährleistet werden, dementsprechend müssen bei der Vorhaltung von Speicherleistung und -energie auch Worst Case-Szenarien berücksichtigt werden.

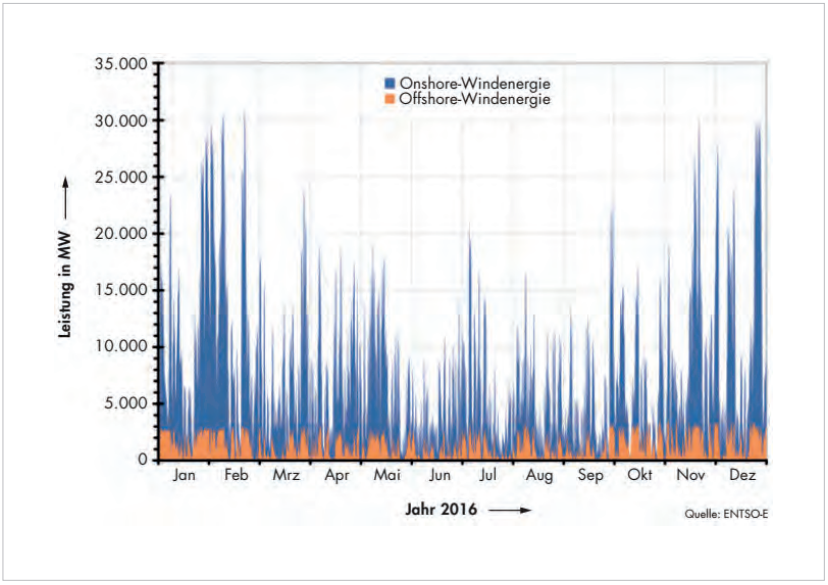


Abb. 2.

Im Jahr 2017 wurde eine bemerkenswerte Studie des VGB veröffentlicht, in der die Ist-Daten der Windproduktion in Deutschland analysiert wurde. Die installierte Leistung aller Windkraftwerke betrug damals rund 50.000 MW, davon etwa 92 % Onshore- und 8 % Offshore-Windenergie. Ursprünglich ging man davon aus, dass sich die gesamte Windproduktion infolge örtlich unterschiedlicher Wettersituationen mit zunehmendem Ausbau immer mehr ausgleichen würde. Demgegenüber ergab die Auswertung langjähriger Ist-Daten, dass in mehr als 250 Stunden

im Jahr die Einspeiseleistung auf unter 1 % der installierten Leistung fällt. Die gesicherte Leistung aus Windkraft ist daher beinahe zu vernachlässigen.
Auch wenn der Windkraftausbau in der Zwischenzeit mit hohem Druck vorangetrieben wurde und dies auch in Zukunft der Fall sein wird, ändert sich an dieser grundsätzlichen Aussage nichts.

Nutzbarkeit von Energiespeichern
Batterien, insbesondere Kleinspeicher im Heimbereich und der BEV, werden vornehmlich mit dem Ziel der lokalen, wirt-schaftlichen Optimierung der Energiebeschaffung eingesetzt. Dieses Ziel stimmt nur teilweise überein mit jenem der geforderten Bereitstellung von Speicherenergie für den stabilen Netzbetrieb.
In diversen Studien werden auch Batterietanks von Elektrofahrzeugen, sogar Starter- und Notstrombatterien, als nutzbare Energiespeicher dargestellt. Die Hochrechnung der Gesamtkapazität mittels simpler Addition führt zwar zu beeindruckenden Zahlen, diese sind jedoch irreführend und vermitteln ein völlig verzerrtes Bild.

Verfügbarkeit von Überschussenergien
Die Wirtschaftlichkeit innovativer Konzepte von Energiespeichern wird mitunter mit der Annahme dargestellt, dass erhebliche Überschussenergien aus regenerativer Stromerzeugung zum Nulltarif oder gar zu negativen Preisen verfügbar sein werden.
Es gibt nach wie vor Stunden mit negativen Preisen. Es ist auch davon auszugehen, dass diese sich zunächst infolge des weiteren Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik erhöhen werden, insbesondere in den Sommermonaten. Insgesamt werden sie jedoch auch in ferner Zukunft für einen wirtschaftlichen Betrieb zu gering sein. Außerdem wird der Markt dafür sorgen, dass mit der wachsenden Kapazität von Energiespeichern (beispielsweise Elektrolyseanlagen zur Produktion von Wasserstoff) Überschüsse bereits bei höheren Preisen abgesaugt werden und Strom zum Nulltarif irgendwann der Vergangenheit angehören wird.

Mit dem weiteren Ausbau der regenerativen Energieerzeugungen muss vor allem in Großspeicher investiert werden, welche sowohl kurz- und mittelfristigen Leistungsbedarf als auch saisonale Energieverlagerung abdecken können. Dabei werden grüne Gase als Energieträger die maßgebliche Rolle spielen;, neben ihrer Hauptaufgabe des Ersatzes fossiler Energieträger in den Anwendungsgebieten von Wärme, Mobilität und industrieller Produktion.
Immerhin wird sich mit der Absicht des Ausstiegs aus den fossilen Energieträgern das bisherige Energiesystem (unter-schieden zwischen Elektrizität und anderen mittels Verbrennung fossiler Energieträger gespeisten Anwendungen) in ein durchgängiges Stromsystem wandeln, welches den gesamten Leistungs- und Energiebedarf abdecken muss.

Vortragender
Wolfgang Kofler, TIWAG-Tiroler Wasserkraftwerke AG, Eduard-Wallnöfer-Platz 2, 6020 Innsbruck, Österreich
E-Mail: wolfgang.kofler@tiwag.at

Richtungsweisende & sichere Lösungen für

ENERGIEVERSORGUNG

ZUVERLÄSSIGE ENERGIEVERSORGUNG BEGINNT MIT GERÄTEN & KNOW-HOW AUS LINZ

Bei Sprecher Automation digitalisieren wir weltweit Stromnetze und machen diese sicherer. Mit unseren in Österreich entwickelten und gefertigten Hightech-Produkten für die Energieversorgung sind wir mittlerweile nicht nur lokal eine wesentliche Größe in der Branche geworden, sondern haben uns auch international zu einem wichtigen Player entwickelt.

Die Spezialität von Sprecher Automation sind Produkte & Gesamtlösungen für Schaltanlagen, Energieautomatisierung und Schutztechnik. Innovationen und umfassende IT-Sicherheit machen unsere Produkte zu zuverlässigen Bausteinen für den Einsatz in kritischen Infrastrukturen mit höchsten Verfügbarkeitsansprüchen.

Wir machen die Stromnetze von heute fit für die Energiezukunft von morgen!

www.sprecher-automation.com

sprecher automation

XFLEX HYDRO – hydropower extending power system flexibility

Serdar Kadam
Wolfgang Hofbauer
Magdalena Neuhauser
Stefan Lais
Erich Wurm
Jean-Louis Drommi

In the H2020 funded project XFLEX HYDRO technologies are being demonstrated to increase the flexibility provided by hydro power plants. The results will function as a basis for a roadmap for the European hydro power fleet and a technical whitepaper.

In the XFLEX HYDRO [1] project innovative technologies are demonstrated at seven hydro power plants (HPPs) to demonstrate that hydropower plants offer more flexibility to the power system. Thereby, the following technologies are being demonstrated at different HPPs.

- Enhanced fixed speed operation at partial load
- Hydraulic short circuit: Parallel operation of units in turbine and pump mode
- Adaptation to variable speed (DFIM or FSFC)
- Provision of Frequency containment reserve (FCR) with a Turbine-Battery hybrid

In Table 1 an overview of the demonstrators is listed. The demonstrators cover different types of hydro power plants (HPP) such as pumped storage power plants (PSPP), storage power plants (SPP) and a run-of-river(RoR) HPP.

Demonstrator	Rated output (MW)	Head (m)	Type	Demonstrated technology
Alto Lindoso (Portugal)	2 x 317 MW	276 m	SPP	Enhanced fixed speed operation (partial load)
Alqueva (Portugal)	4 x 130 MW	65 m	PSPP	Hydraulic short circuit
Caniçada (Portugal)	2 x 35 MW	121 m	SPP	Enhanced fixed speed operation (partial load)
Frades 2 (Portugal)	2 x 390 MW	414 m	PSPP	Variable speed
Grand Maison (France)	8 x 154 MW and 4 x 156 MW	900 m	PSPP	Hydraulic short circuit
Vogelgrun (France)	4 x35 MW	12 m	RoR	Battery hybrid
Z'mutt (Switzerland)	1 x 5 MW	115 m	PSPP	Variable speed (FSFC)

Tab. 1. Pilot plants and demonstrated technologies

At the RoR HPP Vogelgrun on the Rhine River the discharge is controlled to maintain water levels for shipping traffic. Therefore, when providing FCR, additional boundary conditions apply. With the hybridisation technology, these barriers can be resolved. With preliminary studies (e.g. [2], [3]), important results have been obtained.

Since August 2020 the demonstrator has been operational and runs 24/7. One unit provides FCR as a hybrid (turbine-generator unit + BESS), while another turbine-generator unit providing FCR alone serves as a benchmark. Large amount of data of both units are being collected. Moreover, several hydro clones are running in different operating modes (e.g., standalone, hybrid, discharge mode) in real-time to assess the benefits of the hybridisation for the frame frequency evolution.

The hybridisation shows already significant reductions in wear and tear of the turbine-generator unit of about 40 % compared to standalone operation.
Furthermore, the algorithm that splits the setpoints to the turbine-generator unit and the BESS also manages the SoC of the BESS. In Figure 1 for example, a boxplot of the SoC during one selected week is presented.

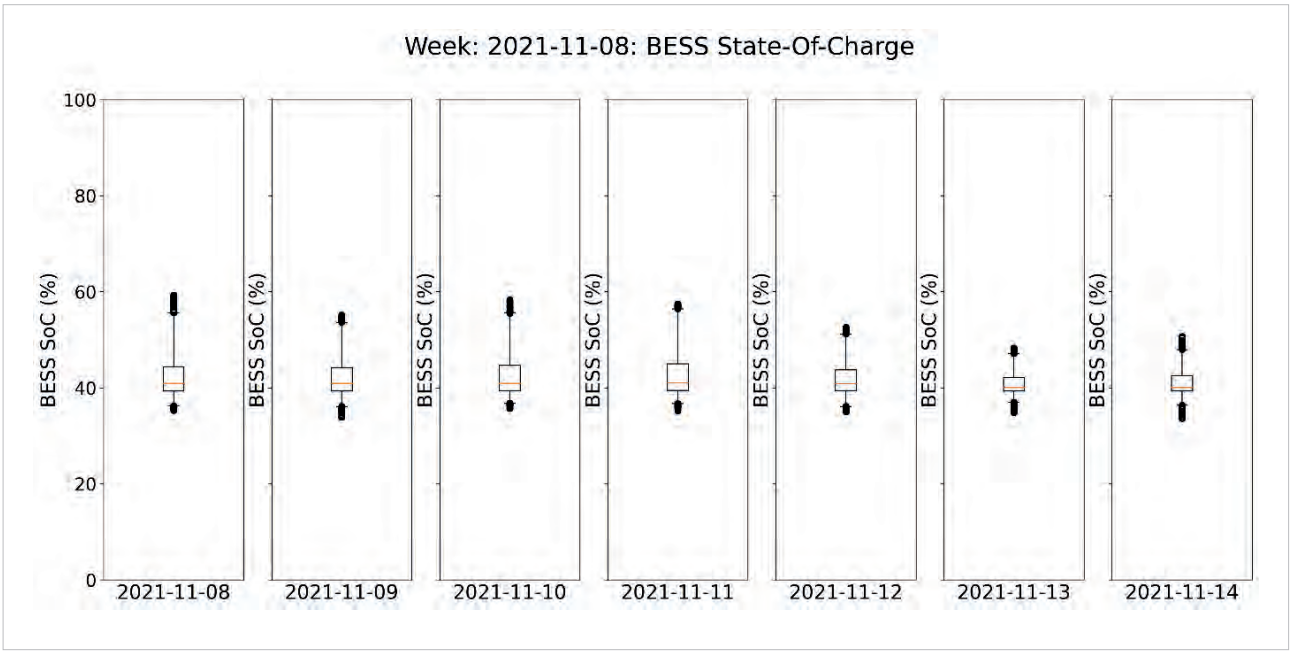


Fig. 1. BESS SoC

Based on the overall outcomes of all demonstrators and all demonstrated technologies a white paper for all types of hydro power plants and a roadmap for the European hydro power fleet will be developed.

References

[1] XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project [online] https://xflexhydro.net [20.01.2020].

[2] F. Gerini, E. Vagnoni, R. Cherkaoui, and M. Paolone: Improving Frequency Containment Reserve Provision in Run-of-River Hydropower Plants, S. . 41.

[3] F. Gerini, E. Vagnoni, R. Cherkaoui, and M. Paolone: Optimal CAM Computation of Kaplan Turbines Accounting for Wear and Tear Originated by Frequency Control, Juli, 2021.

Acknowledgements

The Hydropower Extending Power System Flexibility (XFLEX HYDRO) project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 857832.

Vortragender
Serdar Kadam, Andritz Hydro GmbH, Eibesbrunnergasse 20, 1120 Vienna, Austria
E-Mail: serdar.kadam@andritz.com

Co-Autor:innen
Wolfgang Hofbauer, Erich Wurm, Andritz Hydro GmbH, Eibesbrunnergasse 20, 1120 Vienna, Austria
Magdalena Neuhauser, Stefan Lais, Andritz AG, Stattegger Straße 18, 8045 Graz, Austria
Jean-Louis Drommi, EDF – DPIH, 22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris, France

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

Einsatz von maschinellem Lernen zur Prognose des Wärmebedarfs für die thermische Modellierung eines sektorkoppelnden Hybridspeichers

Elmira Torabi Makhsos
Christian Alács
Wolfgang Gawlik
Christian Messner
Andreas Oberhammer

1. Überblick

Das Projekt SEKOHS Theiß ist ein Demonstrations- und Forschungsprojekt, in dem ein sektorkoppelndes hybrides Energiespeichersystem (HESS) in Österreich in Betrieb genommen und wissenschaftlich untersucht wird. Der hybride Energiespeicher besteht dabei aus einem Batterieenergiespeicher-System (BESS) in Kombination mit einem thermischen Energiespeichersystem (TESS), welches unter anderem durch eine Power-to-Heat-Anlage gespeist werden kann und in die Fernwärmeversorgung eingebunden ist. Im Rahmen des Forschungsprojekts der TU Wien, des AIT Austrian Institute of Technology und der EVN Wärmekraftwerke GmbH werden die Auslegungsgrundsätze und möglichen Betriebsstrategien wissenschaftlich untersucht und der Demonstrationsbetrieb begleitet.

Das Fernwärmenetz von Krems und Gedersdorf wird derzeit entweder durch die Abwärme eines Gas- und Dampfkraftwerkes (GuD-Anlage) oder alternativ durch den Einsatz von Gasheizkesseln (GHK) versorgt. Zukünftig soll dafür eine Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zusammen mit der Power-to-Heat-Anlage unter Einsatz erneuerbarer Energieerzeugung ausreichen. Durch den sektorkoppelnden Betrieb des kombinierten hybriden Energiespeichersystems sollen dabei Synergieeffekte und größere Flexibilität ermöglicht werden, die für die Energiewende dringend benötigt werden. Um zukünftige Einsatzszenarien zu untersuchen und kurz- und langfristige Prognosen für die zu erwartende Wärmelast im Fernwärmenetz zu verbessern, sollen Methoden des maschinellen Lernens angewendet werden.

2. Daten-Vorverarbeitung und Auswertung der Einflussparameter

Das Prognose-Modell basiert auf statistischen historischen Eingangsdaten des Energiebedarfs der Wärmeverbraucher im Fernwärmenetz von Krems und Gedersdorf. Die historischen Daten beinhalten die Wärmemenge bzw. den Leistungsbedarf für die gesamte Last in den zwei Ortsgebieten, z. B. im Jahr 2021.

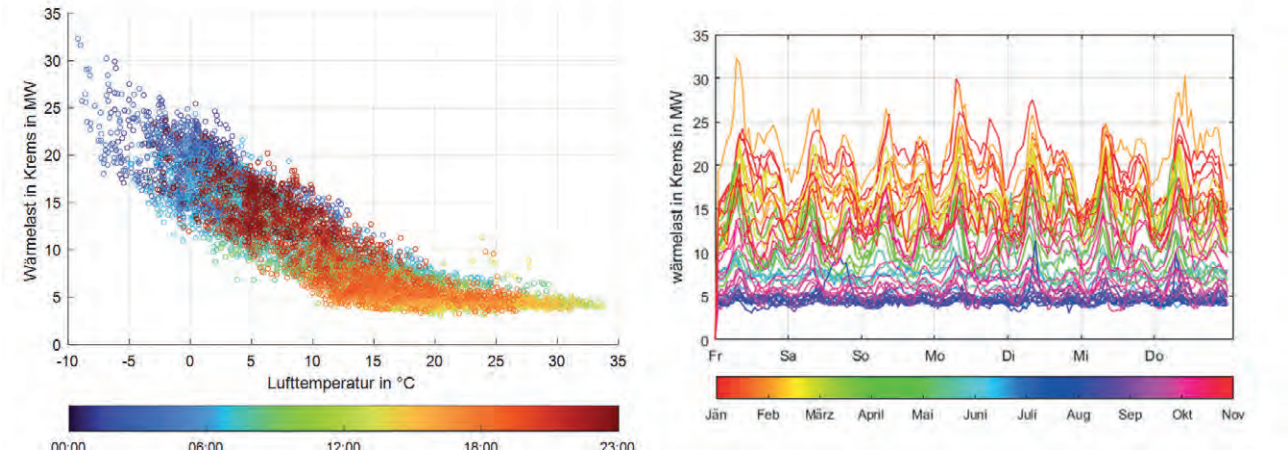


Abb. 1.links: Korrelation zwischen Wärmelast und Lufttemperatur sowie Tageszeit, rechts: wöchentlicher Verlauf der Wärmelast im Jahr 2021 in Krems

Maßgebliche Einflussparameter auf die thermische Last im Fernwärmenetz sind meteorologische Daten wie Lufttemperatur und Luftdruck am Kraftwerksstandort und im Bereich der Fernwärmelasten, und Abhängigkeiten von Uhrzeit und Wochentag sowie der Jahreszeit. Die Daten der Lufttemperatur und des Luftdrucks sind in einem 60-minütigen Intervall vorhanden, die eine ausreichend große Stichprobenentnahme für eine erste Wärmelast-Prognose ermöglichen sollten. Die Daten beinhalten Sonderfälle und Lücken, die vorab analysiert und gefiltert werden müssen, um die Ergebnisse der Auswertung nicht unzulässig zu verfälschen. Abbildung 1 zeigt auf der linken Seite die Wärmelast in Krems über der Lufttemperatur in Abhängigkeit zur Tageszeit, während auf der rechten Seite der Verlauf der Wärmelast für jede Woche im Jahr 2021 dargestellt ist. Die unterschiedlichen Farben auf der linken Seite zeigen die Tageszeit, auf der rechten Seite die Monate für das ganze Jahr.

3. Prognosemodell

Für das Prognosemodell wird ein statistisches Verfahren eingesetzt. Nach der Vorverarbeitung der Daten werden Trainingssets abgebildet, d. h. die Eingangsdaten werden bestimmten Ausgangsklassen zugeordnet. Beispielsweise werden Lufttemperatur und Jahreszeit mit bestimmten Ausgangsparametern, wie der thermischen Leistung und der Energiemenge, kategorisiert und klassifiziert. Die Korrelation zwischen den Ausgangsdaten und den Eingangsdaten wird berechnet, um die stochastische Abhängigkeit zu klassifizieren. Nach der Fertigstellung der Trainingssets sollen in Abhängigkeit von den vorhandenen Daten Verfahren des maschinellen Lernens eingesetzt werden. Im letzten Schritt erfolgt die Evaluierung des Ergebnisses, z. B. anhand der mittleren quadratischen Abweichung, welche als Prognosegüte festgelegt wird [1][2][3].
Verfahren des maschinellen Lernens werden in zwei Teilbereiche unterteilt, nämlich unüberwachtes und überwachtes Lernen. Beim unüberwachten Lernen werden vom Algorithmus selbstständig Muster innerhalb von Daten erkannt und damit voneinander unterschiedliche Datenbereiche realisiert. Bekannte Methoden unter diesen Verfahren sind die Segmentierung oder das Clustering. Die k-Means-Cluster-Analyse ist eine der gängigsten Verfahren zur Cluster-Analyse. Es handelt sich dabei um ein partitionierendes Verfahren, welches besonders für große Datenmengen geeignet ist. In diesem Verfahren wird zuerst die Anzahl der Cluster definiert, wobei die Anzahl der Cluster das „k" in k-Means ist. Danach werden Cluster-Zentren festgelegt und die Distanz zu jedem Cluster gemessen, um die Daten zuzuordnen. Ein weiteres Verfahren ist das überwachte Lernen, wobei dem Algorithmus Lerndaten und zusätzlich eine definierte Einteilung vorgegeben werden. Bekannte Anwendungsgebiete des Verfahrens sind lineare Autoregressionsanalysen und nichtlineare neuronale Netzwerkanalysen. Der Fokus des Prognosemodells liegt darauf, die großen Mengen von Daten durch Cluster-Analyse zu klassifizieren und danach das lineare Autoregressionsverfahren anzuwenden [4].

K-Means Cluster-Analyse auf Basis Kategorisierung:

Der k-Means Cluster-Analyse-Algorithmus wird für die Wärmeverbrauchsdaten verwendet. Das Ziel des Verfahrens ist, Tage bzw. Wochen mit ähnlicher Belastungsintensität und Konsummuster zu identifizieren und zu segmentieren. Die gegebene Wärmelast, die als stündlicher Messwert vorliegt, wird in k-Gruppen oder -Cluster verteilt. Die k-Means Cluster-Analyse ist ein iterativer Prozess mit dem Ziel, die Summe der quadrierten Distanzen $C(P, \mu)$ zu minimieren:

$$C(P,\mu) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{x_i \in P_k} \|(\vec{x}_i - \mu_k)\|^2 \P$$

P sind die Gruppen von Clustern, P_k der k-te Cluster, μ_k ist das Zentrum des k-ten Clusters und x_i der jeweiligen normalisierte Datenpunkt. Um die Höhe der Last zu normalisieren, wird der tägliche Verbrauch durch den durchschnittlichen stündlichen Verbrauch geschätzt:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{N} \sum_{n \in N} X(n) \P$$

Dabei ist N die Anzahl der Stunden und $X(n)$ das n-te Tages-Wärmelastprofil [5][6].

Lineare Autoregression:
Für das Prognose-Modell wird ein lineares empirisches Modell verwendet. Das lineare Modell kann anhand von Parametern wie Wetter, Zeit und historische Lastdaten beschrieben werden. Das lineare Regressionsverfahren ist durch folgende Gleichung gegeben:

$$L(P,\Delta T) = \sum_{i \in N} \alpha_i + \beta_i \Delta T_i + \varepsilon_i \P$$

Dabei bezeichnen P den Wärmeverbrauch, ΔT_i das i-te Temperaturintervall, und α_i und β_i die identifizierten Parameter des linearen Verfahrens. Die Modellparameter (α_i, β_i) unterscheiden sich für jeden Tag des Monats, wodurch unterschiedliche lineare Prognosemodelle erstellt werden. Der Parameter ε_i gibt den Fehlerkoeffizienten an. Die gegebene Gleichung verwendet historische Daten, um die zukünftige Wärmelast zu prognostizieren [7][8].

4. Ergebnisse

Die Algorithmen wurden in MATLAB R2021a analysiert, zusätzlich wurde das Paket Statistics and Machine Lear-ning Toolbox™ verwendet. Im ersten Schritt müssen die Anzahl der Cluster und die Gewichtungsfaktoren definiert werden. Abbildung 2 präsentiert die Cluster-Analyse der täglichen Wärmelast im Jahr 2021. Der Cluster in Dunkelblau zeigt den niedrigsten Wärmebedarf, während der Cluster in Orange den maximalen Bedarf zeigt. Die Analyse zeigt, dass das Verbrauchsmuster sich täglich ändert, aber durch die Korrelationsanalyse zwischen den Clustern eine bessere Prognose ermöglicht wird. Von Mai bis September ist die Last am niedrigsten, während im Herbst und im Frühling die Last mit einem mittleren Wärmebedarf verbunden ist. Die höchste Last tritt im Winter auf.

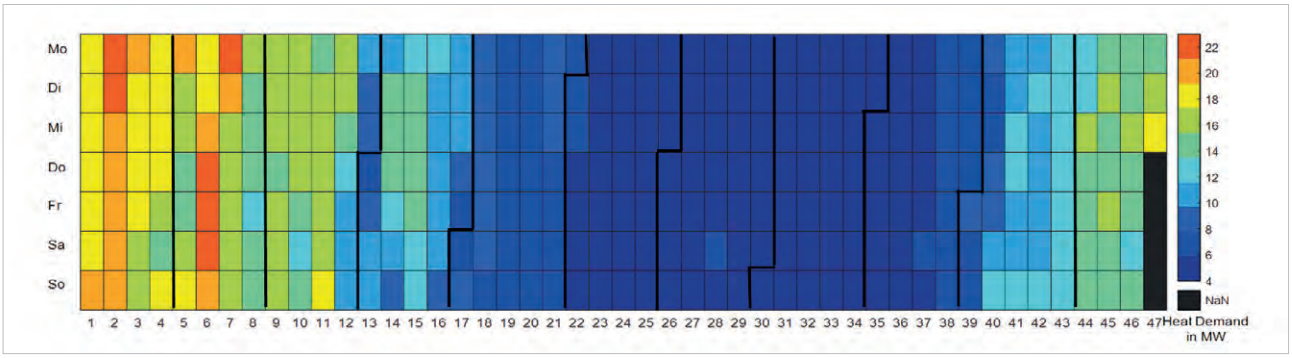


Abb. 2. Wärmeverbrauch in Krems über das Jahr 2021

Abbildung 3a zeigt den monatlichen Wärmebedarf. Elf Lastprofile mit unterschiedlichem Mittel-, Minimum- und Maximumwert sind hier dargestellt. Danach werden Cluster-Zentren iterativ mittels k-Means ermittelt, wie sie in Abb. 3b dargestellt werden. Das Ziel der Analyse ist, Gewichtungsfaktoren zu berechnen, um den Temperatureinfluss auf den Wärmeverbrauch zu beschreiben. Zum Schluss wird das lineare Regressionsverfahren eingesetzt, um die Trainingssets zu bilden (Abb. 3c). Durch die Klassifizierung haben sich 46 Trainingssets ergeben, die zeit- und temperaturabhängig sind.

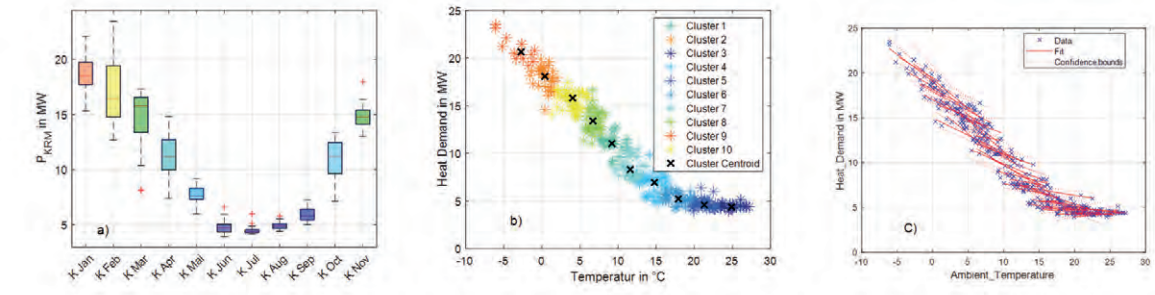


Abb. 3. Konfiguration der Trainingssets, a: monatlicher Wärmebedarf, b: Cluster-Zentren, c: Regressionsanalyse

5. Weitere Schritte und Ausblick

Das Fernwärmenetz wird derzeit entweder durch die Abwärme einer GuD-Anlage oder alternativ durch den Einsatz von GHK versorgt. Zukünftig soll dafür der Einsatz einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zusammen mit der Power-to-Heat-Anlage unter Einsatz erneuerbarer Energieerzeugung ausreichen. Die gelieferten Prognosedaten werden dazu eingesetzt, um den Betrieb des Wärmespeichers in dem thermischen Modell zu optimieren.
Die folgenden Punkte werden in der zukünftigen Arbeit für das Modell angenommen:

- Aus dem Biomasseheizkraftwerk können 13 MW bis maximal 19 MW bereitgestellt werden.

■ Im Sommer:

- Der Wärmebedarf entspricht einem maximalen Wert von 6 MW.
- Überschüssige Wärme wird im Wärmespeicher gelagert.
- Der Speicher wird mit 3 MW in einen Monat voll durchgeladen.
- Während der Revisionszeit im Mai und September wird der Speicher entladen.

■ Im Winter:

- Von November bis März wird die volle Wärme abgenommen und damit nicht mehr eingespeichert.
- Bis November wird nur zeitweise eingespeichert und auch Spitzen werden entnommen.

Es wird erwartet, dass hiermit ein Fernwärmenetzverbund für 30.000 Einwohner geschaffen werden kann, der durch einen einzigen Biomassekessel zu größer 95 % dekarbonisiert wird.

6. Quellen

[1] N. Fumo: A review on the basics of building energy estimation, in: Renewable and sustainable energy 31, 2014, S. 53-60.
[2] S. Idowu, et al.: Applied machine learning: Forecasting heat load in district heating system, in: Energy and Buildings 133, 2016, S. 478-488.
[3] S. Idowu, , et al.: Machine learning in pervasive computing, Luleå tekniska universitet, 2013.
[4] C. Giuseppe, et al.: MATLAB for Machine Learning, 2017, ISBN: 978-1-78839-843-5.
[5] C. Wang, et al.: New methods for clustering district heating users, based on consumption patterns, in: Applied Energy 251, 2019, 113373.
[6] P. Gianniou, et al.: Clustering-based analysis for residential district heating data, in: Energy Conversion and Management 165, 2018, S. 840-850.
[7] K. M. Powell, et al.: Heating, cooling, and electrical load forecasting for a large-scale district energy system, in: Energy 74, 2014, S. 877-885.
[8] T. Nigitz, M. Gölles: A generally applicable, simple and adaptive forecasting method for the short-term heat load of consumers, in: Applied Energy 241, 2019, S. 73-81.

Vortragende

Elmira Torabi Makhsos, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (ESEA)
Gußhausstraße 25/E370-1, 1040 Wien, Österreich
E-Mail: torabi@ea.tuwien.ac.at

Co-Autoren

Christian Alács, Wolfgang Gawlik, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (ESEA), Gußhausstraße 25/E370-1, 1040 Wien, Österreich
Christian Messner, AIT Austrian Insitute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Österreich
Andreas Oberhammer, EVN Wärmekraftwerke GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Österreich

FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

ACCC® Leiterseile

Auf dem Weg zu NET ZERO

- Zertifizierte CO_2 Emissionsminderung
- Reduzierte Leitungsverluste um 25-40%
- Zukunftsfähiges Netz mit Integration von EE

120.000 km installiert bei 1.000 Projekten in mehr als 60 Ländern

DOPPELTE LEITUNGS-KAPAZITÄT

- GERINGERE GESAMT-PROJEKTKOSTEN
- REDUZIERTE REDISPATCHKOSTEN

OPTIMIERTE BODEN-ABSTÄNDE

ctcglobal.com

CTC GLOBAL

Für weitere Informationen kontaktieren Sie bitte:
europe@ctcglobal.com

Gemeinsam in die Zukunft der Energieindustrie

Erfahren und zukunftssicher

Ein stabiles Stromnetz benötigt Lösungen, die intelligent reagieren und auch unter widrigen Bedingungen zuverlässig funktionieren. Mit jahrelanger Erfahrung und innovativen Technologien sorgen wir für höchste Anlagenverfügbarkeit – heute und morgen.
Machen Sie mit uns den Schritt in die Zukunft!

Mehr Informationen unter Telefon (01) 680 76 oder **phoenixcontact.at**

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

© PHOENIX CONTACT 2022

Netztechnische Aspekte der E-Mobilität aus Forschung und Praxis

Julia Vopava-Wrienz
René Braunstein
Thomas Kienberger

Zur Erreichung der Klimaneutralität ist u. a. der Umstieg auf saubere Mobilität erforderlich. Der damit verbundene steigende Leistungs- und Energiebedarf sowie der Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur stellen Energieversorger vor neue Herausforderungen. Zur Bewältigung dieser wird stets an netztechnischen Aspekten der E-Mobilität geforscht, und entsprechende Pilotprojekte werden umgesetzt.

Die auf europäischer [1] sowie auf nationaler [2] Ebene angestrebte Klimaneutralität soll u. a. durch den Umstieg auf E-Mobilität erreicht werden, insofern, als der Energiebedarf der E-Mobilität mittels erneuerbarer Energie, beispielsweise Photovoltaik oder Windenergie, gedeckt wird. Die Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen steigt in Österreich rapide an. So hat sich die Anzahl von Neuzulassungen für E-Autos von 2020 (15.972) auf 2021 (33.366) mehr als verdoppelt [3]. Mit dem Anstieg an E-Autos nehmen die Anzahl der Ladevorgänge sowie die geladenen Energiemengen ebenfalls zu. So wurde an den öffentlichen Ladestellen der Energie Steiermark im Jahr 2021 (> 600 MWh) im Vergleich zum Jahr 2020 (> 300 MWh) die doppelte Energiemenge geladen. Dieser Trend setzt sich 2022 fort, so entspricht die geladene Energiemenge bereits im ersten Halbjahr 2022 (> 500 MWh) annähernd jener für das gesamte Jahr 2021. Nähere Details zum Anstieg der geladenen Energiemengen sind Abb. 1 zu entnehmen. Zudem zeigt die Gegenüberstellung der Anzahl der Ladevorgänge bezogen auf die geladene Energiemenge, dass die Energiemenge pro Ladung ansteigt und somit die relative Anzahl der Ladungen abnimmt. Im Bereich der Projektierung von Ladeinfrastrukturprojekten hat sich im letzten Jahr ein Wandel vollzogen. Der Trend geht zu Individuallösungen mit Laststeuerungssystem und speziellen Verrechnungsservices (Charge@Home, Charge@Work etc.).

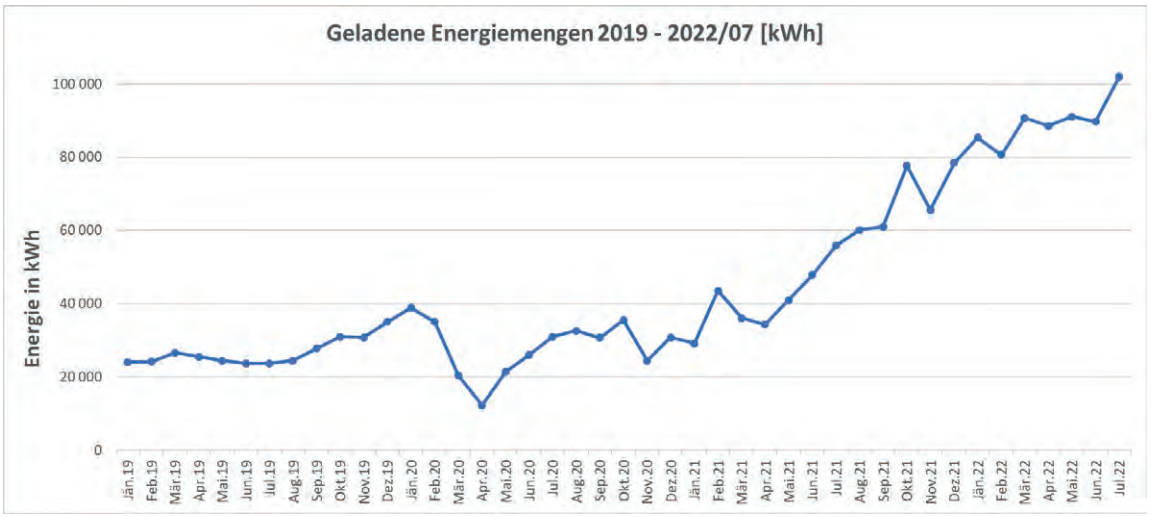


Abb. 1. Geladene Energiemenge an öffentlichen Ladestationen der Energie Steiermark

Die steigende Anzahl an E-Autos, deren Leistungs- und Energiebedarf sowie die erforderliche Ladeinfrastruktur stellen die heutigen Stromnetze vor allem auf der Nieder- und Mittelspannungsebene vor Herausforderungen. Aus diesem Grund wird stets an neuen innovativen Lösungen geforscht, um einen teuren Netzausbau

zu vermeiden und gleichzeitig die Mobilitätsbedürfnisse der E-Mobilitätsfahrer zu erfüllen. Des Weiteren wird nach Lösungsansätzen gesucht, um einen nicht zu vermeidenden Netzausbau frühzeitig zu erkennen und quantifizieren zu können.

Im Rahmen der FFG-Projekte „Move2Grid" und „FlyGrid" wurde hierfür in einem ersten Schritt eine Analyse des heutigen Mobilitätsverhaltens anhand von realen Verkehrsanalysen und der Mobilitätsstudie „Österreich unterwegs" [4] durchgeführt. Die Studie zeigt, dass 95 % aller zurückgelegten Wegstrecken kleiner 50 km sind. Zudem zeigen die Verkehrsanalysen für die Stadt Leoben (inkl. Pendlerverkehr), dass die weitesten Distanzen für den Weg zur Arbeit bzw. nach Hause zurückgelegt werden. Dies lässt auf einen verstärkten Ladebedarf zu Hause bzw. am Arbeitsplatz schließen. Des Weiteren sind hier auch die längsten Stehzeiten der Fahrzeuge zu erwarten, weshalb sich diese Standorte am besten für zukünftige netzdienliche Ladekonzepte eignen werden. Der Trend zu höheren Ladeleistungen zur Reduktion der Ladedauer führt vor allem im Niederspannungsnetz zu steigenden Herausforderungen hinsichtlich Netzbelastungen und Spannungsabfällen. Bei einer Vielzahl an Ladevorgängen sind die Auswirkungen höherer Ladeleistungen auf das Mittelspannungsnetz geringer als auf das Niederspannungsnetz. Aufgrund der höheren Ladeleistung nimmt die Ladedauer ab, wodurch die Gleichzeitigkeit reduziert wird. Während bei 3,7 kW die Ladevorgänge teilweise gleichzeitig stattfinden, ist beispielsweise bei 22 kW ein Ladevorgang beendet, bevor der nächste beginnt. [5]
Zur Reduktion der Spitzenlast wurden einerseits das gesteuerte Laden und andererseits Energiespeichersysteme analysiert. Im FFG-Projekt „FlyGrid" wurde beispielsweise die wirtschaftliche und die technische Eignung von Schwungrad-Energiespeichersystemen (FESS) zur Reduktion der Spitzenlast untersucht. Da FESS durch erhebliche Standby-Energieverluste gekennzeichnet sind, haben die Analysen gezeigt, dass diese nur erhebliche wirtschaftliche Vorteile bieten, wenn sie einen hohen Leistungsbedarf für das Laden von Elektrofahrzeugen decken, der durch zahlreiche, wenn auch kurze, Ladevorgänge gekennzeichnet ist (z. B. Elektrobusse). [6]

Im FFG-Projekt „Car2Flex" werden Rückspeisekonzepte (Vehicle2Home, Vehicle2Grid) für drei verschiedene Anwendungsfälle (Sharing, Flotte und Individualverkehr) entwickelt, praktisch erprobt und messtechnisch erfasst. Seitens Energie Steiermark werden hierzu drei Pilotprojekte in privaten Haushalten basierend auf dem in Car2Flex entwickelten technischen Konzept umgesetzt. Anhand der gewonnenen Datenmengen können der Einsatz der Technologien hochskaliert und die Auswirkungen auf große Netzbereiche simuliert werden.
Zur Abschätzung des zukünftigen Netzausbaus und den damit verbundenen Kosten hat die Evaluierung bestehender Quantifizierungsmethoden gezeigt, dass die Simulation von nur wenigen Netzen und die Skalierung ihrer Netzausbaukosten auf das gesamte Versorgungsgebiet von den ausgewählten Netzen stark abhängig ist. Dies bedeutet, dass bei schlechter Auswahl der Netze mit dieser Quantifizierungsmethode die gesamten Netzausbaukosten im Untersuchungsgebiet deutlich falsch eingeschätzt werden. Da somit groß angelegte Netzsimulationen unerlässlich sind, wurde ein vollautomatisches Tool zur Simulation großer Netze entwickelt. Zudem ermöglicht das Tool die Simulation mehrerer Netze unter Anwendung der Koinzidenzfaktoren der Netzkunden. [7]

Quellen

[1] European Commission (Hrsg.): A Clean Planet for all—A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.
[2] Bundeskanzleramt Österreich (Hrsg.): Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024. Wien, Österreich, 2020.
[3] Kraftfahrt-Bundesamt: Neuzulassungen - Deutschland. [online] https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html [23.03.2022]
[4] INFAS – Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Triconsult – Wirtschaftsanalytische Forschung Gesellschaft mbH, Herry Consult GmbH, Sammer und Partner Zivilingenieur GmbH, ZIS+P Verkehrspla-

nung, Institut für Verkehrswesen der Universität für Bodenkultur: Österreich unterwegs 2013/2014, Ergebnisbericht. Wien, Juni 2016.

[5] J. VOPAVA: Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und Photovoltaik-Potenzialen. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Dissertation. 2021.

[6] B. THORMANN, P. PUCHBAUER, T. KIENBERGER: Analyzing the suitability of flywheel energy storage systems for supplying high-power charging e-mobility use cases, in: Journal of Energy Storage 39, 2021, S. 102615.

[7] B. THORMANN, T. KIENBERGER: Evaluation of Grid Capacities for Integrating Future E-Mobility and Heat Pumps into Low-Voltage Grids, in: Energies 13, 2020, Nr. 19, S. 5083.

Vortragende

Julia Vopava-Wrienz, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben Franz Josef Straße 18, 8700 Leoben, Österreich, E-Mail: julia.vopava-wrienz@unileoben.ac.at

René Braunstein, Mess- und Prüftechnik, Ladeinfrastruktur, Energie Steiermark Technik GmbH
Neuholdaugasse 56, 8010 Graz, Österreich

Co-Autor

Thomas Kienberger, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben
Franz Josef Straße 18, 8700 Leoben, Österreich

ELEKTROTECHNIK

FÜR EIN FUNKTIONIERENDES LEBEN

IES

ZIVILTECHNIKER

IES Institut für Elektrotechnik und Sicherheitswesen Ziviltechniker GmbH
Geschäftsführer: DI Dr. Rudolf Mörk-Mörkenstein
1230 Wien, Gastgebgasse 27 . ziviltechniker@ies-zt.at . **www.ies-zt.at**

„Quick-Scan“ zur Abschätzung des Ladestationspotenzials in Nieder- und Mittelspannung

Walter Schaffer
Gerald Hörack
Christoph Groiß
David Grubinger

Die prognostizierten und zu beobachtenden Wachstumsraten der E-Mobilität erfordern seitens Verteilernetzbetreiber die bestmögliche Abschätzung des damit verbundenen Investitions- und Netzausbaubedarfs zur Leistungsdeckung des Ladestationszubaus.

Im Zuge des vom Klima- und Energiefonds geförderten Projekts „leafs – Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks" [1] wurde unter anderem der Ausbau- und Verstärkungsbedarf flächendeckend für das Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH für mehrere E-Mobilitätsszenarien bestimmt. Die Ermittlung erfolgte durch detaillierte Lastflussanalysen für mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Ladeleistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurden die Netzbau- und Planungsrichtlinien adaptiert. Hierzu zählt bei der Neuerrichtung von Niederspannungsnetzen die Erhöhung des Sollwerts der „charakteristischen Kurzschlussleistung“ im urbanen Bereich auf 1 MVA als einfaches Kriterium zur Vermeidung von zu hohen Spannungsabfällen und Netzrückwirkungen. Zu beachten ist, dass dieses im urbanen Bereich nicht bei einzelnen weiter entfernten Anschlüssen zur Anwendung kommt. Demzufolge wurden im Niederspannungsnetz die Kabelquerschnitte der Hauptleitungen erhöht. Der aktuelle Standard ist ein Aluminiumleiter mit einem Querschnitt von 240 mm^2. Ebenso wurden die Leistungsgrößen der Ortsnetzstationen (Mittel-/Niederspannung) erhöht.

Für die Investitionsplanung ist es erforderlich, den Ausbaubedarf möglichst zielgerichtet, d. h. örtlich zugeordnet, zu kennen. Da sich das Niederspannungsnetz und in etwas geringerem Maße auch das Mittelspannungsnetz stetig weiterentwickeln, ist hierfür ein einfach zu wiederholendes Beurteilungsschema erforderlich. Als erster Schritt dazu wurde ein vereinfachter Ansatz („Quick-Scan“) zur Ermittlung des Ladestationspotenzials je Niederspannungsabgang, je Trafostation und je Mittelspannungsstrang konzipiert.

Die Vereinfachungen liegen dabei in der Verwendung von einheitlichen Leiterquerschnitten, die sich an den in der Vergangenheit am häufigsten verwendeten Querschnitten orientieren. Daraus werden in Abhängigkeit der „charakteristischen Kurzschlussleistung“ typische Spannungsabfälle für den städtischen und den ländlichen Raum abgeleitet, die mit den aktuellen Lastflussergebnissen überlagert werden.

Die Grenzen des verfügbaren Ladestationspotenzials ergeben sich durch die Auslastung der Betriebsmittel und die zulässigen Spannungsabfälle. Im Falle der Mittelspannungsstränge und der Ortsnetzstationen ist die Auslastung ausschlaggebend. Für die Mittelspannungsstränge wurden 50 % der Nennübertragungskapazität als Grenzwert festgelegt, um die angestrebte (n-1)-Struktur zu berücksichtigen. Zur Beurteilung der bestehenden Auslastung wurde das 95-%-Quantil herangezogen, damit einzelne Lastspitzen, z. B. im Zuge von Schalthandlungen, zu keiner Verzerrung des Ergebnisses führen. Bei den Ortsnetzstationen wurden 80 % der Nennleistung des Transformators bzw. der Transformatoren als Grenzwert gewählt, um dem Leistungszuwachs durch andere Anwendung und Neukunden Rechnung zu tragen. Die verfügbare Ladeleistungskapazität einer Trafostation ist somit die Differenz von 80 % der Trafonennleistung zur aktuellen Trafoauslastung.

Analog dazu ist die Vorgehensweise bei den Niederspannungsabgängen, wobei hier nun die Spannungsabfälle als weiterer Grenzwert zu berücksichtigen sind. Als Vereinfachung wird im Zuge der Bestimmung des Potenzials zur Ermittlung der Auslastungserhöhung und des zusätzli-chen Spannungsabfalls durch die Ladestationen ein einheitlicher Kabelquerschnitt verwendet. Die aktuellen maximalen Leistungs- und minimalen Spannungswerte je Abgang werden mittels flächendeckender Lastflussberechnung des Niederspannungsnetzes ermittelt [2]. Die verfügbare Ladeleistungskapazität eines Niederspannungsabgangs ist durch den zuerst erreichten Grenzwert definiert. Dies ist entweder die Differenz von 80 % der Nennleistung des Niederspannungsabgangs zur aktuellen Auslastung oder die Differenz des zulässigen Spannungsabfalls zum aktuellen Spannungsabfall.

Aus den so ermittelten Leistungsreserven je Trafostation und Abgang wird das Ladestationspo-tenzial für 11-kW-, 22-kW- und 50-kW-Ladestationen ermittelt. Die wesentlichste Einflussgröße ist hierbei die Wahl der Gleichzeitigkeitsfaktoren [3]. Diese erfolgt in Anlehnung an die TAEV, Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1.000 Volt [4]. Dabei ist zu beachten, dass das Potenzial einer Trafostation durch die Station selbst und die unterlagerten Niederspannungsabgänge begrenzt ist, also das geringere Potenzial von Trafostation und der Summe der Niederspannungsabgänge heranzuziehen ist.

Abb. 1. Ladestationspotenzial (11 kW) je Trafostation (rot: kein Potenzial, weiß bis grün: Potenzial 1-50)

Das Ergebnis sind beispielsweise die an einem Niederspannungsabgang oder einer Trafostation anschließbaren Ladestationen einer bestimmten Leistungsgröße (Abb. 1). Die Gegenüberstellung der Netzanschlüsse je Trafostation bzw. Abgang mit dem jeweiligen Ladestationspotenzial ergibt ein Gesamtbild hinsichtlich der Deckung des zu erwartenden Ladestationszuwachses bzw. des dafür erforderlichen Netzausbaus. Hinsichtlich des Ausbaubedarfs wurde entsprechend der Markterwartung eine Umstellungsrate von 30 % der bestehenden Privatfahrzeuge bis 2030 angesetzt. Das Potenzial ist in vielen Fällen durch das Niederspannungsnetz bestimmt. Demzufolge sind Ladestationen kleiner (gleich) 11 kW einfacher integrierbar. Ladeleistungen von 22 kW und größer bedingen entsprechende Ortsnetze und Anschlussanlagen, wie sie im Allgemeinen im Falle von Gewerbegebieten vorliegen.

Die Ergebnisse des „Quick-Scan“ ersetzen insbesondere in der Niederspannung nicht die Beur-teilung des Einzelanschlusses anhand der tatsächlichen Netzgegebenheiten. Gemeinsam mit der Berücksichtigung von exogenen Faktoren wie Fahrzeugdichte und zu erwartendem E-Mobilitätszuwachs sind sie ein relevanter Eingangsparameter für die Netzausbauplanung.

Quellen

[1] J. Kathan, et al: Final Report „leafs - Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks, Energy Research Program – 1st Call, Austrian Climate and Energy Fund – organized by the Austrian Research Promotion Agency FFG, 09.2019 [online] https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/leafs-eb-final.pdf [29.03.2022]

[2] R. Radauer, W. Schaffer: Digital low Voltage grid – Using new Technologies to Optimise Planning and Operational Processes, CIRED 2021 Conference, 20.-23.09.2021, Genf, Schweiz.

[3] C. Groiß: Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer-Haushalten mit Elektrofahrzeugen, 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz, Österreich.

[4] TAEV, Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1.000 Volt, Österreichs Energie, 2020.

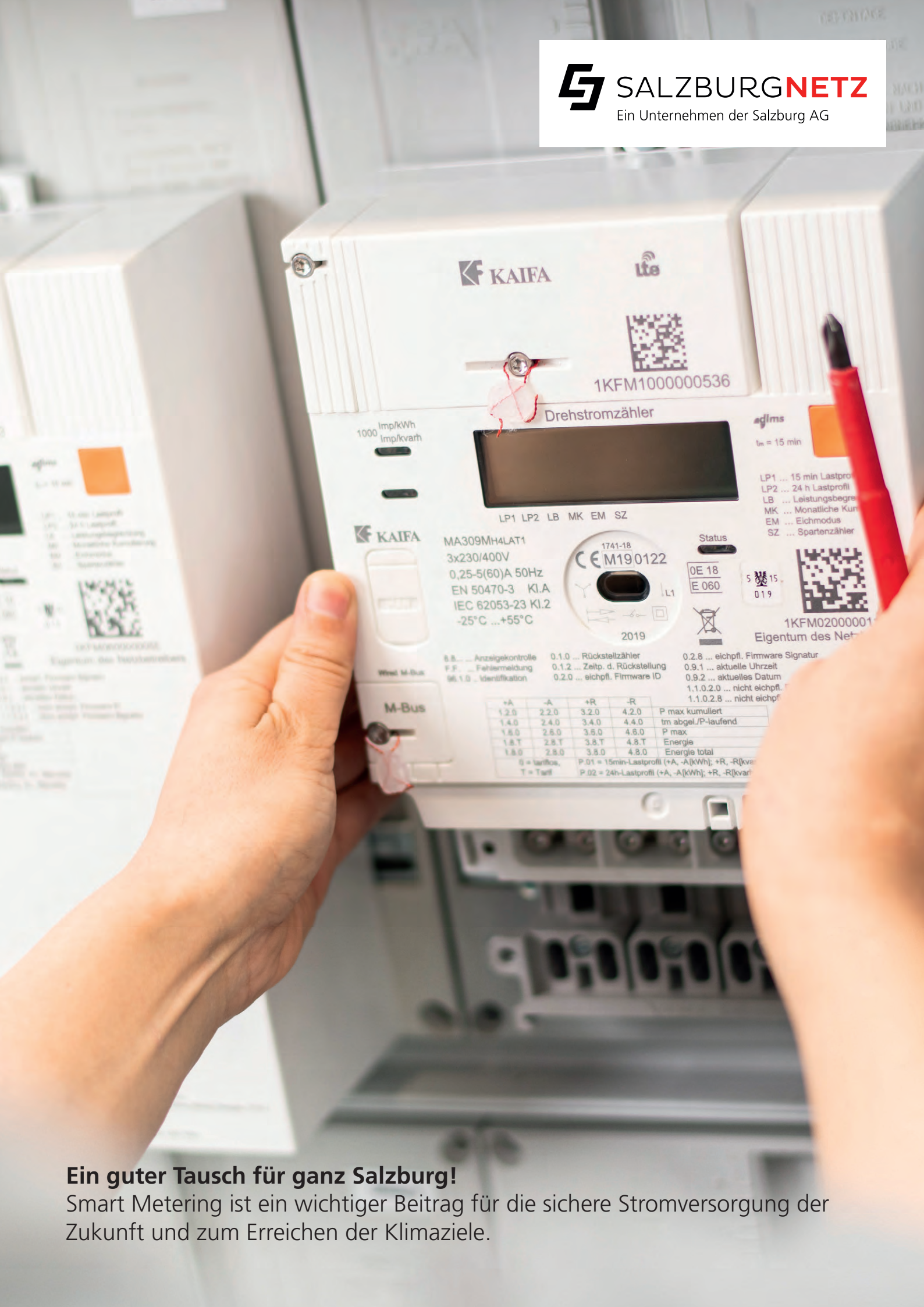
Vortragender

Walter Schaffer, Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Österreich
E-Mail: walter.schaffer@salzburgnetz.at

Co-Autoren

Gerald Hörack, Christoph Groiß, David Grubinger, Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16,
5020 Salzburg, Österreich

SALZBURGNETZ
Ein Unternehmen der Salzburg AG



Ein guter Tausch für ganz Salzburg!
Smart Metering ist ein wichtiger Beitrag für die sichere Stromversorgung der Zukunft und zum Erreichen der Klimaziele.

Multi-Megawatt Charging to Foster the Mobility Transition

Markus Makoschitz

Since the European Commission released "Fit for 55" [1] as their strategic plan, including measures to reduce GHG emissions by 55% by 2030 with reference to the emissions from 1990, European countries such as Austria are urged to accelerate their engagements in all contributing sectors such as energy generation and transportation.

Even though the electric mobility sector is significantly growing, electric vehicles still show a rather low absolute share of the total number of available vehicles. One of the major drawbacks for most customers is that the national charging infrastructure is not yet elaborate, mature, and meshed enough compared to the one for combustion engine vehicles. Furthermore, charging power in the megawatt range is demanded by customers operating bus or heavy-duty fleets to minimize downtimes of personnel and vehicles. Ideally, such a charging station also allows distributed charging of several buses and trucks to optimize the demand per driver.
Concurrently, megawatt charging stations can heavily impact the grid voltage, frequency, and nearby loads if they are connected to a low-voltage point of common coupling. Thus, it is recommended to guarantee a connection to the distribution grid, which can lead to increased complexity in terms of installation and equipment licensing.
In principle, there are two different major strategies that allow the implementation of multi-megawatt fast chargers or infrastructure:

- either via an MV/LV low-frequency (e.g., 50 Hz) transformer followed by low-voltage power electronics equipment or
- via a direct connection of the power electronics input stage to the medium-voltage grid (omitting the 50 Hz transformer) shifting isolation towards the DC stage realized via solid-state transformer (SST) technology (medium or high frequency).

Those concepts focused on the 50 Hz transformer approach generally benefit from decent to high efficiency between around 97%-98% (depending on the transformer technology, cable length, switching frequency, semiconductor technology, and voltage levels), a rather low level of complexity regarding design, control, and isolation coordination, as well as a sheer unlimited amount of commercially available low-voltage components, generally short lead times of the latter, standardized packages, and safety equipment. The transformer's secondary low-voltage side usually supplies either 400 V or 690 V line-to-line quantities (690 V preferred for megawatt power ratings). Low-voltage input stage topologies normally range from passive or line-commutated multi-pulse solutions (with optional active power factor correction circuits) to active standard two- to multi-level converters. Still, the disadvantages of this approach are the large transformer volume and weight and high currents due to the low voltage, which results in additional copper mass and losses, especially for cables covering longer distances. This is mainly dependent on the location of the charging station and the transformer (i.e., the point of common coupling).

The second breed of solutions, **where power electronic converters are directly connected to the medium-voltage grid,** can be further separated into two different categories:

- medium-voltage converters followed by solid-state transformers and
- multi-level multi-cell converters with integrated solid-state transformers.

Before looking into the main differences between both groups, their commonalities are discussed (both pros and cons).

Similar to the aforementioned low-voltage approaches, the SST-based solutions would allow the integration of various topologies. Both silicon and silicon-carbide semiconductors are a feasible match for either low cost or optimized efficiency and volume, respectively. Si and SiC semiconductors with high current ratings and blocking voltages (up to 6.5 kV commercially available and 10 kV per sample request) allow low conduction losses and attractive switching frequencies (in the range of a 10th of a kilohertz for silicon carbide devices). Furthermore, the ascending demand for SiC MOSFETs in the 3.3 kV area led to a technology push towards all-in-one solutions for required gate driver circuits, i.e., small-wattage DC/DC converters with high isolation requirements.
Theoretically, GaN transistors could be applied as well. However, GaN transistors would lead to a larger cell count due to the limited voltage-blocking capability of commercially available GaN semiconductors. Because of the stringent requirements regarding the isolation of the medium frequency transformer (MFT) andthe concurrent need to maintain a low MFT volume, it is preferred to keep the number of switching cells as low as possible and optimize the switching frequency of available semiconductors at the same time. If this can be achieved by design, SSTs come with a significantly lower volume than their low-frequency counterparts. The drawbacks of these medium-voltage solutions are increased complexity and isolation coordination.
A medium-voltage rectifier followed by an MMC SST, as shown in Fig. 1, benefits from two separate DC links (medium voltage: primary side, low voltage: secondary side), which allow the integration of renewable energy systems (RES) on either side of the equipment (marked in green). Thus, in case of an AC-side grid outage, the system at hand could still operate. Moreover, the MV rectifier can be positioned close to an MV AC bus. The SST can be located close to a vehicle or charging station/building (long cables from the MV rectifier to the SST with low copper mass). Eventually, more isolated DC chargers can be easily integrated due to the existing common MV DC link.

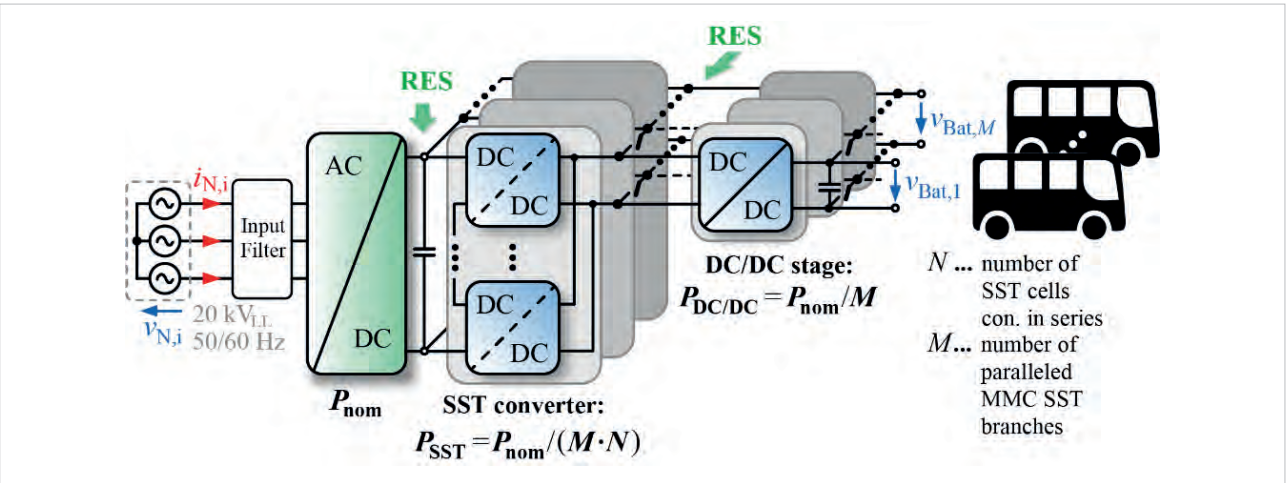


Fig. 1. Medium-voltage high-power charging infrastructure based on a medium-voltage rectifier followed by a solid-state transformer

A medium-voltage multi-megawatt fast charger based on a modular multi-cell converter with an integrated SST is depicted in Fig. 2. Due to the combined modular approach of both the rectifier and the SST, the design and implementation of the total system are considerably simplified. Modules can be connected either in series or parallel, dependent on the required voltage and power rating. Dependent on the topology and grid-side connected methodology (wye or delta connection), a wye-connected solution results in lower DC link voltages per cell and, thus, a lower number of cells and SSTs. The disadvantage is the single-phase origin of each module. This results in a 100 Hz power ripple that has to be processed by each of the available modules. If no additional filtering approach is implemented at the power factor correction stage at the input, the 100 Hz and 120 degrees phase-shifted AC power fluctuations will eventually eliminate each other at the paralleled output. This would limit the performance of the SST. Thus, either complex active or bulky passive damping is required.

Furthermore, an additional connection to a DC grid or renewables is only possible via the low-voltage DC link at the low-voltage output of the power stage.

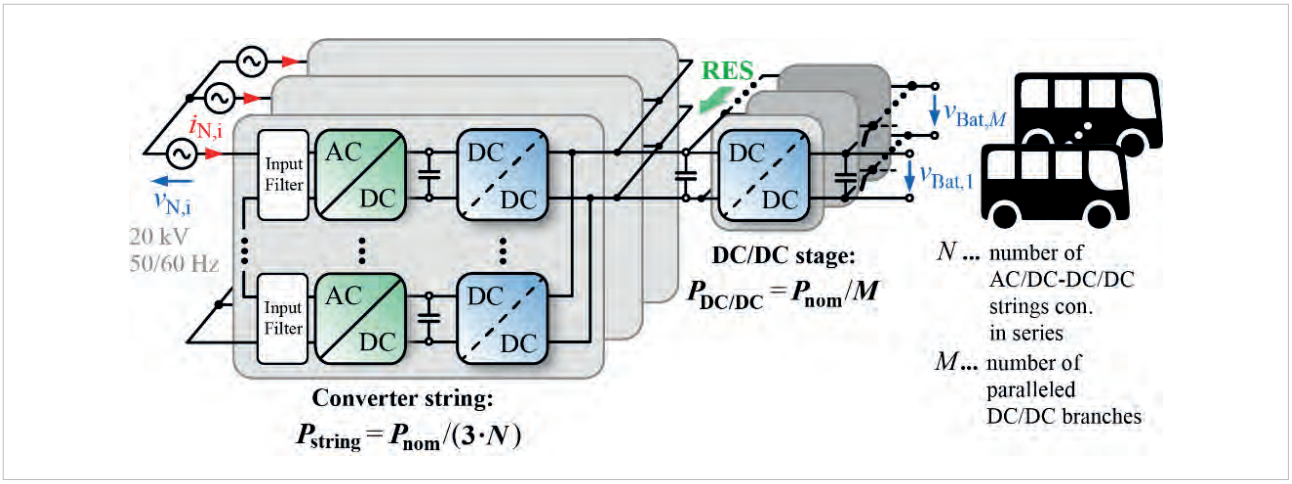


Fig. 2. Medium-voltage high-power charging infrastructure based on a modular multi-cell converter (wye-connected) with an integrated SST

Looking at the power electronics, topologies that could be used to implement these types of medium-voltage architectures mainly depend on the respective use case itself. More promising solutions to realize SSTs are, for example, the LLC converter (unidirectional) or dual active bridge DAB (bidirectional) topology. However, which one should be chosen heavily depends on customer specifications, required resonance, switching frequency, and transformer design knowledge. Another important aspect is whether a wide charging voltage range (200 V to 1.250 V) or a fixed DC link voltage is required. If, for example, a wide output voltage variation and bidirectional power flow are required, the DAB is preferred to the LLC converter. A DAB operating under zero voltage switching conditions could be an attractive alternative to further optimize the total system efficiency. To sum up, these types of medium-voltage multi-megawatt stations, especially those utilizing solid-state transformers, can be an attractive solution for, e.g., urban areas or industrial environments with limited space constraints. The technology allows optimizing the on-site equipment while still enabling distributed fast charging of several cars/buses in the high kW range up to the MW range with reduced impact on LV loads or grids as it is directly fed by a medium-voltage port.

Acknowledgements

This article is part of the „MEDUSA-Phase 1“ project and funded by the Climate and Energy Fund and the Austrian Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology within the Zero Emission Mobility program under the FFG grant 885053. The project partners are the Austrian Institute of Technology GmbH, AVL List GmbH, EnerCharge GmbH, Infineon Technologies Austria AG, and Xelectrix Power GmbH.

References

[1] European Council: European Green Deal – Fit for 55 [online], https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/ [10.08.2022].

Vortragender

Markus Makoschitz, Electric Energy Systems, AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 2, 1210 Vienna, Austria, E-Mail: markus.makoschitz@ait.ac.at

AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

INNOVATION IN DER ENERGIEFORSCHUNG VORANTREIBEN

Im AIT Center for Energy arbeiten über 250 Expert:innen am Energiesystem der Zukunft. Das Themenportfolio orientiert sich an drei zentralen Systemen: Öffentliche Energieversorgungssysteme, Industrielle Energiesysteme und Städte & gebaute Umwelt. Mit seiner hochwertigen und spezifischen Laborinfrastruktur, langjährigen Erfahrung und wissenschaftlichen Exzellenz bietet das AIT Center for Energy seinen Kund:innen und Partner:innen innovative und angewandte Forschungsservices.

www.ait.ac.at/energy

Integrationsunterstützung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität durch Microgrids

Benjamin Machalik
Frank-Helmut Wehner

Laut EY und EURELECTRIC werden bis 2035 europaweit 130 Mio.Elektrofahrzeuge im Bestand sein (aktuell 3,3 Mio.Elektrofahrzeuge) [1]. Zudem ist die Transformation von fossil betriebenen Fahrzeugen hin zu elektrischen Antriebsformen ein unumkehrbarer Trend, wobei ein spezieller Fokus auf den Roll-out von intelligenter Ladeinfrastruktur gesetzt werden muss, um das Stromnetz entsprechend optimal auszunutzen beziehungsweise nicht zu überlasten.

Die Entwicklung Österreichs knüpft an diese Studiendaten an, sodass bis 2030 2,8 Mio. Elektrofahrzeuge in Österreichs PKW-Bestand verfügbar sein werden (75 % BEV, 25 % PHEV), und 2040 wird ein Wert von 100 % bzw. 5 Mio. prognostiziert, wobei die Durchdringung der BEV auf 100 % steigen wird [2].
Verglichen mit der durchschnittlichen österreichischen PKW-Jahreslaufleistung von 11.315 km/a [3] und unter Betrachtung des durchschnittlichen realen Energieverbrauchs bei rein elektrischen Fahrzeugen (Anm.: Annahme) von 0,2 kWh/km und bei PHEV von rd. 0,1 kWh/km würde dies 2030 zu einem Mehrenergieverbrauch von 6,81 TWh/a und 2040 zu plus 13,9 TWh/a in Österreich führen. Dieser Mehrenergieverbrauch kann aus heutiger Sicht aufgrund des Ökostromausbaupotenzials in Österreich (bis 2030 plus 31 TWh möglich [4]) abgedeckt werden, wobei auch die gesamte Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge durch technische Lösungen wie Vehicle to Grid sowie Microgrids zur Netzstabilisierung beitragen kann und wird. Die Integration der E-Mobilität wird sich hier auf folgende fünf Entwicklungsszenarien stützen:
netzkonformes, kontrolliertes, kooperatives, bidirektionales und aggregiertes/bidirektionales Laden [5].
Durch dieses enorme Potenzial an Speicherkapazitäten müssen dafür sowohl die technischen als auch regulatorischen Grundlagen definiert werden. Der im April 2022 veröffentlichte neue Teil des internationalen Standards ISO 15118-20 befasst sich speziell mit den Themen des bidirektionalen Ladens beziehungsweise mit V2H/V2G/V2X (Vehicle to Home/Vehicle to Grid/Vehicle to X) Use Cases.
Die technische Grundlage dafür ist zum einen die Funktion der Elektrofahrzeuge, die notwendigen Informationen zu übertragen, und zum anderen auch jene der Infrastruktur, diese Informationen ordnungsgemäß und sicher zu behandeln. Ein wesentlicher Baustein dabei ist die Power Line Communication (PLC), welche speziell bei der AC-Ladung eine Weiterentwicklung zur herkömmlichen Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation via PWM (Puls Width Modulation) darstellt. Dadurch werden mehrere essenzielle Zustandsinformationen übertragen und auch Kundendaten ausgetauscht, sodass keine Authentifizierung via klassischer RFID-Karte mehr vonnöten ist. Es ergeben sich entsprechende zusätzliche Möglichkeiten im gesamten Lade-Ökosystem:

- Multiple eMSP(eMobility Service Provider)-Vertragsmöglichkeit für End Users
- Energiemanagement – Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur sowie Ladepunkt- und Netzbetreiber
- Bereitstellung von Netzdienstleistungen für [6]
    - lokalen Verbrauch (Vehicle to Home)
    - netzdienliches Laden (generelle Steuerbarkeit durch Verteilnetzbetreiber)
    - Vermarktung von Strom (Vehicle to Grid)
    - Systemdienstleistungen (Vehicle to Grid)

Unter Betrachtung der Netzintegration via AC-Ladepunkt, was die deutliche Mehrzahl an Ladestationen österreichweit ausmacht (das Verhältnis von öffentlichen Ladepunkten liegt hier bei rd. 82 % für AC Typ 2 und 18 % für DC [7]), gilt es, einen eindeutigen Fokus auf die bidirektionale Ladefunktion von Elektrofahrzeugen zu legen. Entsprechende serienreife Funktionen bieten bereits neue Fahrzeugmodelle asiatischer Hersteller, welche via Vehicle to Load Elektrogeräte einphasig mit 230 V betreiben können, was durch den Einsatz eines bidirektionalen Umrichters fahrzeugseitig möglich ist.
Zusammengefasst ist zu sagen, dass die technischen Voraussetzungen für Vehicle to Grid grundsätzlich gegeben, allerdings noch nicht ausreichend im Markt implementiert sind (sowohl fahrzeug- als auch infrastrukturseitig). Demgegenüber sind allerdings noch viele Unklarheiten, speziell im Bereich der regulatorischen sowie rechtlichen als auch monetären Thematiken, vorhanden, welche durch Pilotprojekte bzw. auch im direkten Einsatz in Kombination mit Microgrids noch weiter zu erforschen sind.
Mit einem weiteren Integrator von E-Mobilität, den Microgrids, welche integrierte Energiesysteme aus lokalen, verteilten Energieressourcen sind, die als eine einzige Einheit gesteuert werden, kann ein signifikanter Beitrag zur Energiewende geleistet werden. Sie ermöglichen es klassischen Energieverbraucher:innen zu so genannten Prosument:innen zu werden.
Für diese Prosument:innen ermöglichen die Microgrids die Optimierung des Einsatzes lokaler Erzeugungsanlagen und Speicher sowie die geschickte Nutzung steuerbarer Lasten, um so dem/der Prosument:in die kostengünstigste und nachhaltigste Energie anzubieten. Dies führt dann zu optimierten Energiekosten.
Microgrids können darüber hinaus aber auch einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, indem ihre Flexibilitäten in den entsprechenden Energiemärkten angeboten werden. Durch Vermeidung von Bezugsspitzen und durch gezielte Bedarfsreduzierung (Demand Response) können Netzengpässe vermieden oder überwunden werden. Damit helfen sie, die Integration der E-Mobilität in die bestehenden Netze zu vereinfachen. Weiterhin kann Überschussenergie in Form von Einspeiseleistung oder als Systemdienstleistung, z. B. für die Frequenzregelung, angeboten werden.
Microgrids sind ein idealer Ansatz zur Realisierung so genannter Energiegemeinschaften. Durch die Optimierung der Ressourcen in einem Areal oder smarten Distrikt können die vorhandenen Ressourcen gemeinschaftlich genutzt werden, und so kann allen Beteiligten kostengünstige und nachhaltige Energie bereitgestellt werden.
Bei der Installation von Ladeinfrastrukturen für die E-Mobilität bestehen vielfach Anforderungen, die in vielen Fällen mithilfe einer Microgrid-Lösung adressiert werden können. Dabei nutzt das Energiemanagement die Ladeinfrastruktur als so genannte flexible Lasten. Hierzu wird der Lademanager in das Energiemanagement eingebunden, und dieser erhält dynamisch angepasste Werte für die maximal nutzbare Ladeleistung der gesamten Ladeinfrastruktur gemäß den aktuell verfügbaren Leistungen und Verbräuchen im gesamten Microgrid. Die Ansteuerung der einzelnen Ladesäulen übernimmt dann der Lademanager.
Insbesondere das häufig bestehende Problem der Kapazitätsbegrenzung im öffentlichen Versorgungsnetz kann mit einem Microgrid, bestehend aus Ladesäulen mit Lademanagement, lokaler Erzeugung mittels PV-Modulen und einem Batteriespeicher, gelöst werden.
Auch dem Wunsch, dass die Ladung der Elektrofahrzeuge rein mit lokal erzeugter, Erneuerbarer Energie bewerkstelligt wird, kann mithilfe von Microgrids entsprochen werden.
Microgrids können ebenso die Erzeugung und Speicherung von grünem Wasserstoff sowie die Gewinnung elektrischer Energie hieraus ermöglichen. Dies ist insbesondere dort interessant, wo Wasserstoff zur Betankung von Fahrzeugen genutzt werden soll. Sie ermöglichen somit die Produktion von grünem Wasserstoff, ohne das vorhandene Netz stärker zu belasten.
Abschließend ist noch zu erwähnen, dass Microgrids neben den oben beschriebenen Aufgaben auch zur Verbesserung der Versorgungssicherheit genutzt werden können. Mittels eines lokalen Power Management können die lokalen Erzeugungs-/Speicherkapazitäten dazu genutzt werden, die Verbraucher:innen im Falle eines Netzausfalls mit Energie zu versorgen, d. h. sie ermöglichen eine Notstromversorgung basierend auf Erneuerbaren Energien.

Quellen

[1] S. Colle, T. Mortier, P. Micallef, M. Coltelli, A. Horstead, M. Aveta: Power sector accelerating e-mobility, in: Eurelectric, 08.02.2022 [online], https://www.eurelectric.org/media/5704/power_sector_accelerating_e-mobility-2022_eyeurelectric_report-2022-030-0059-01-e.pdf [20.02.2022].

[2] T. Eberhard: Öffentliche Ladeinfrastruktur, in: WKO, 01.12.2020 [online], https://www.wko.at/site/wirtschaft-in-bewegung/praesentation_austriatecheberhard-1.pdf [19.02.2022].

[3] VCÖ: Privatautos von Österreichs Haushalten verursachen im Schnitt 1.950 Kilogramm CO_2 pro Jahr – VCÖ ruft zum Autofasten auf, in: VCÖ, 16.02.2021 [online], https://vcoe.at/presse/presseaussendungen/detail/vcoe-privatautos-von-oesterreichs-haushalten-verursachen-im-schnitt-1-950-kilogramm-co2-pro-jahr-vcoe-ruft-zum-autofasten-auf [17.02.2022].

[4] R. Haas, G. Resch, B. Burgholzer, G. Totschnig, G. Lettner, H. Auer, J. Geipel: Stromzukunft Österreich 2030, in: IG Windkraft, 05.2017 [online], https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2017.07.10/1499698755049626.pdf [15.02.2022].

[5] CharIN: Grid integration levels V5.2, in: CharIN, 26.06.2020 [online], https://www.charin.global/media/pages/technology/knowledge-base/60d37b89e2-1615552583/charin_levels__grid_integration_v5.2.pdf [29.02.2022].

[6] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM): Factsheet „Vehicle to Grid" – Kundennutzen und Netzintegration, in: NPM, Berlin, 09.2020 [online], https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012_NPM_AG5_V2G_final.pdf [28.07.2022].

[7] GoingElectric: Stromtankstellen Statistik Österreich, 28.07.2022, 11:01 [online], https://www.goingelectric.de/stromtankstellen/statistik/Oesterreich/.

Vortragende

Benjamin Machalik, Schneider Electric Austria GmbH, Am Euro Platz 2, 1120 Wien, Österreich
E-Mail: benjamin.machalik@se.com

Frank-Helmut Wehner, Schneider Electric Austria GmbH, Am Euro Platz 2, 1120 Wien, Österreich

EcoStruxure™
Innovation At Every Level

INNOVATION

liegt in der Luft.

Entdecken Sie die neue SF6-freie Mittelspannungsschalttechnologie für mehr Nachhaltigkeit und Effizienz:

- Keine Notwendigkeit einer Gasrückgewinnung am Ende der Nutzungsdauer
- Lange Lebensdauer
- Sicherheit für den Menschen
- Einfacher Betrieb
- Ähnlicher Fußabdruck wie SF6 Abmessungen

#WhatsYourBoldIdea

se.com/at

©2022 Schneider Electric. All Rights Reserved. Schneider Electric | Life Is On and EcoStruxure are trademarks and the property of Schneider Electric SE, its subsidiaries, and affiliated companies.

Life Is On | Schneider Electric

Netzrückwirkungen bidirektionaler E-Ladestationen

Bernhard Grasel
Manfred Tragner
José Baptista

Motivation
Die ansteigende Anzahl an E-Ladestationen stellt das (Verteil-)Netz zunehmend vor neue Herausforderungen. Bidirektionale E-Ladestationen gelten als Hoffnungsträger zum Ausgleich der volatilen Energieerzeugung durch Erneuerbare. Für das Netz stellt bidirektionales Laden eine besondere Situation dar, da im Ladebetrieb Richtlinien für Verbraucher:innen zur Geltung kommen (u. a. TOR D2) bzw. im Entladebetrieb die Ladestation eine Erzeugungsanlage darstellt (TOR Erzeuger). Der Einfluss der Ladestellen auf das Netz und den Netzbetrieb ist dabei noch nicht ausreichend untersucht.

Methode
Im Smart Grid Lab der Fachhochschule Technikum Wien werden seit zwei Jahren Untersuchungen an der ersten bidirektionalen E-Ladestation Österreichs durchgeführt. Im nachgebauten Verteilnetz des Smart Grid Labs können verschiedene reale Netzzustände nachgestellt und Erzeugungs(PV)- und Verbrauchsanlagen (Wärmepumpen etc.) beliebig zu- und weggeschaltet werden. Die bidirektionale E-Ladestation wird so bei typischen Stadt-, Vorstadt- und ländlichen Netzzuständen in verschiedenen Topologien (Stich, Stern, Ring, offener Ring) untersucht. Mittels Präzisionsmesstechnik werden sämtliche elektrische Parameter aufgezeichnet (Spannung, Strom, Leistung, Energie, Netzqualitätsparameter etc.), und durch intelligente Ansteuerung der bidirektionalen E-Ladestation (via OCPP-Protokoll) kann das Fahrzeug stufenlos ge- bzw. entladen werden. Neben der Überprüfung der Einhaltung der EMV- und TOR-Richtlinien (Harmonische, THD, Spannung, Blindleistung, Frequenz etc.) werden auch Emissionen im höherfrequenten Bereich (Supraharmonische), welche aktuell noch keinen Emissionsgrenzwerten unterliegen, dargestellt und mögliche Auswirkungen solcher Emissionen untersucht. Zuletzt wird der Einfluss der Leistungselektronik auf die frequenzabhängige Netzimpedanz dargestellt. Im Vergleich zu Labortests bei idealen Bedingungen und Feldtests, wo Einflüsse anderer Betriebsmittel gegeben sind, können bei diesen Untersuchungen Fremdeinflüsse ausgeschlossen und reale Netzbedingungen nachgestellt werden.

Ergebnisse
Wie die Untersuchungen zeigen, können neben der mitunter hohen Leistungsaufnahme auch die Netzrückwirkungen durch harmonische und supraharmonische Ströme und Spannungen erheblich sein. Zum einen verlagern sich Emissionen vermehrt in den höherfrequenten Bereich von 2 kHz bis 150 kHz (Supraharmonische) [1]. Dies ist auf Schaltungstechnologien (IGBT, MOSFET etc.) mit hohen Schaltfrequenzen (bis zu 100 kHz) zurückzuführen. Dieser Frequenzbereich unterliegt (noch) keinen Emissionsgrenzwerten. Emissionen in diesem Frequenzbereich können Störungen verursachen, die Lebensdauer anderer Betriebsmittel reduzieren, die Leitungsverluste erhöhen oder Geräuschemissionen hervorrufen.

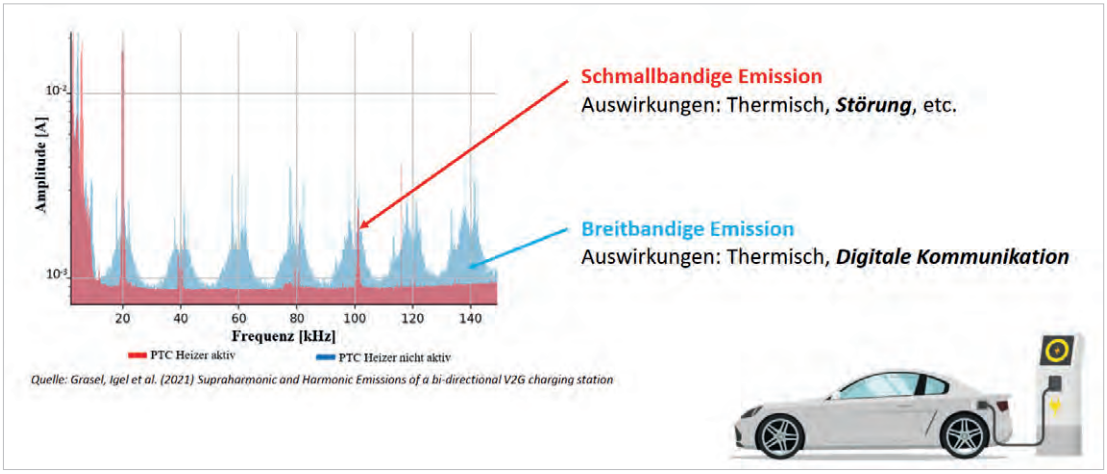


Abb. 1. Supraharmonische Emissionen der V2G-E-Ladestation [1]

Zum anderen zeigt sich, dass auch trotz neuester Schaltungstechnologien Emissionen im niederfrequenten Bereich bis 2 kHz (50. Harmonische) substanziell sein können (THDi bis zu 48 %). Dazu ist anzumerken, dass E-Ladestationen häufig für einen idealen Betriebspunkt ausgelegt sind und in anderen Betriebsbereichen erhebliche Verschlechterungen mit sich bringen können (Harmonische, schlechter THDi, hoher Blindleistungsbezug, Effizienzeinbußen).

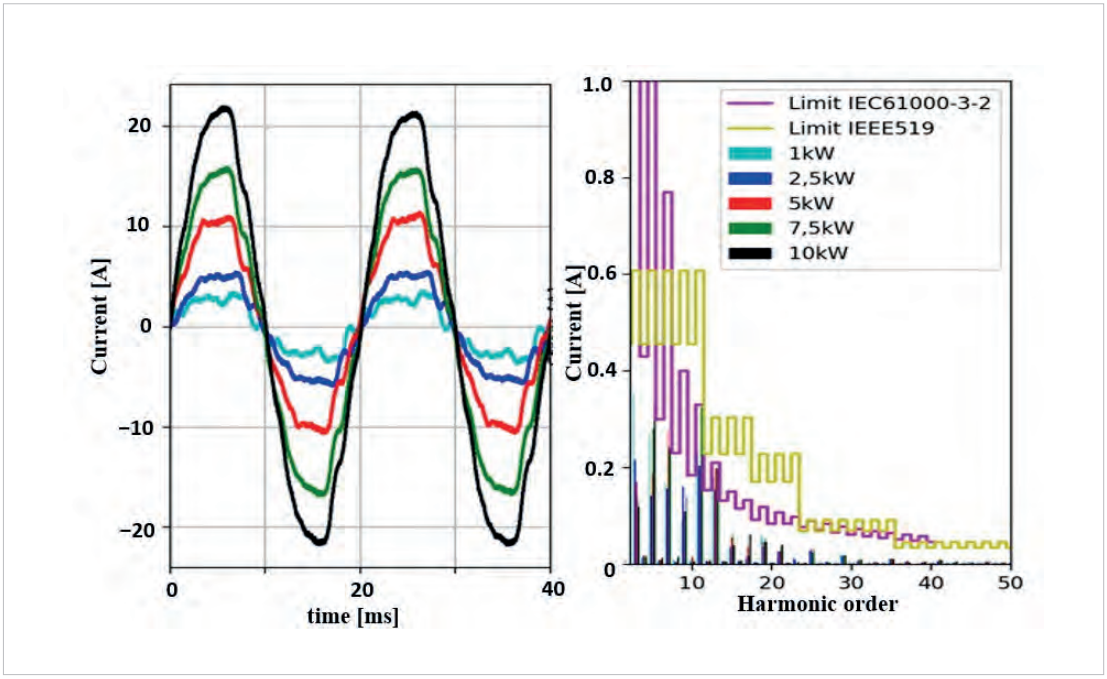


Abb. 2. Harmonische Emissionen der V2G-E-Ladestation [1]

Dadurch wird ersichtlich, dass für zukünftige Netzmodellierungen nicht nur die Netzkomponenten zu berücksichtigen sind, sondern auch die Leistungselektronik von E-Ladestationen und weitere, leistungsstarke Leistungselektronik (PV, Wärmepumpe etc.), da diese einen erheblichen Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz (LCL-Eingangsfilter, Zwischenkreiskondensator) haben. Durch Messung der Netzimpedanz konnte festgestellt werden, dass Supraharmonische je nach Frequenz der Emission unterschiedliche Stromflussrichtungen aufweisen. So finden Supraharmonische bei manchen Frequenzen deren Senke bei Verbrauchern in der unmittelbaren Umgebung, während es bei anderen Frequenzen zu einem Stromfluss zurück ins Netz kommt.

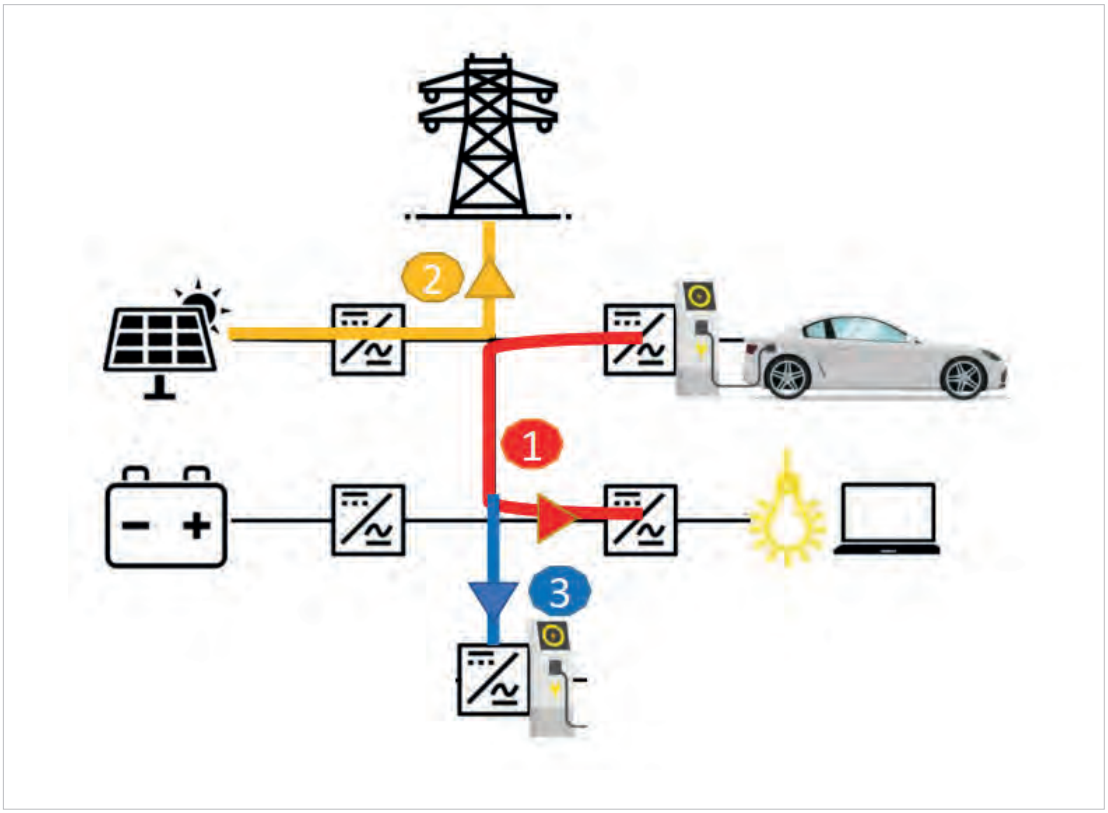


Abb. 3. Stromfluss Supraharmonischer Emissionen

Zuletzt können E-Ladestationen im Entladebetrieb durch die resultierende Spannungsanhebung zu einer ähnlichen Netzqualitäts-Problematik führen, wie es bei PV-Anlagen der Fall ist. Betreffend Spannungssymmetrie zeigt sich, dass die Netzanschlussbedingungen für E-Ladestationen nicht ausreichend sind und auf die On-Board-Ladegeräte ausgeweitet werden sollten.

Quellen

[1] B. Grasel, J. Baptista, M. Tragner: Supraharmonic and harmonic emissions of a bi-directional V2G electric vehicle charging station and their impact to the grid impedance, in: MDPI Energies 2022, 15, 2920, 2022.

Vortragender
Bernhard Grasel, FH Technikum Wien, Höchstädtplatz 6, 1200 Wien, Österreich
E-Mail: grasel@technikum-wien.at

Co-Autoren
Manfred Tragner, FH Technikum Wien, Höchstädtplatz 6, 1200 Wien, Österreich
José Baptista, UTAD, Quinta de Prados, 5000-801, Vila Real, Portugal

FFG
Forschung wirkt.

WIR FÖRDERN ZUKUNFT. — NACHHALTIG.

FFG FÖRDERSERVICE
Kontaktieren Sie uns, wir beraten Sie gerne!
www.ffg.at/foerderservice

DIE FFG IST IHR PARTNER FÜR FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Wir helfen Ihnen, Ihr innovatives Potenzial optimal und nachhaltig zu erschließen und durch neues Wissen neue Chancen wahrzunehmen.

Besuchen Sie Ihre Zukunft auf www.ffg.at

Vernetzen Sie sich mit uns!

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG | Sensengasse 1 | 1090 Wien | www.ffg.at

Klimaneutrale Elektrostahlproduktion durch Energieeffizienz und Integration Erneuerbarer Energie

Johannes Dock
Thomas Kienberger

Abstract
Im Rahmen einer Fallstudie wird die Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen, Carbon Capture and Utilization- und Power-to-Gas-Technologien in das Energiesystem eines Elektrostahlwerks untersucht. Drei Szenarien werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Energieverbrauch, die Lastflexibilität, die CO_2-Emissionen und die Energiekosten des Stahlwerks bewertet. Aus den Ergebnissen wird ein potenzieller Pfad zur klimaneutralen Elektrostahlproduktion abgeleitet.

Einleitung
Die Eisen- und Stahlindustrie konsumierte im Jahr 2019 8,5 % des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs [1] und stieß 15,6 % der nationalen CO_2-Emissionen aus [2]. Etwa 91 % des Rohstahls wurden dabei in integrierten Hüttenwerken über die emissionsintensive Hochofenroute erzeugt [2]. Die Elektrostahlroute, bei der Schrott oder direkt reduziertes Eisen im Elektrolichtbogenofen erschmolzen wird, stellt eine energieeffiziente und emissionsarme Alternative dar. Dennoch entstehen bei der Elektrostahlproduktion erhebliche CO_2-Emissionen, welche es auf dem Weg zur Klimaneutralität zu vermeiden gilt. Im untersuchten Stahlwerk wird der Gesamtenergiebedarf zu 60 % mit elektrischer Energie und zu 36 % mit Erdgas gedeckt [3]. Die übrigen 4 % entfallen auf den prozessbedingten Einsatz von Kohle. Daher entstehen direkte CO_2-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger und indirekte Emissionen durch den Einsatz elektrischer Energie, wobei erstere durch die Einsparung und Substitution fossiler Brennstoffe und letztere durch den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten reduziert werden können.

Methoden
Das erste betrachtete Handlungsfeld zielt auf die Reduktion direkter CO_2-Emissionen ab, welche hauptsächlich bei energieintensiven Verbrennungsprozessen entstehen. Die identifizierten Energieeffizienzmaßnahmen umfassen die Umstellung der Pfannenfeuer, welche zum Vorheizen der Stahlwerkspfannen eingesetzt werden, auf Oxyfuel-Verbrennung sowie die Rückgewinnung der Abwärme der Pfannenfeuer und des Kühlsystems des Elektrolichtbogenofens zur Prozessdampferzeugung. Durch diese Maßnahmen sollen der Erdgasverbrauch und der direkte CO_2-Ausstoß reduziert werden. Zusätzlich wird das im Rauchgas enthaltene CO_2 abgeschieden und werksintern für die Abwasserneutralisierung genutzt. Die Maßnahmen werden in ein Energiesystemmodell des Stahlwerks integriert, welches energietechnische Kennzahlen sowie Lastprofile für Energieträger und Gase generiert [4].
Das zweite Handlungsfeld betrifft Maßnahmen zur Reduktion der indirekten Emissionen durch die verstärkte Integration Erneuerbarer Energien in das übergeordnete Energiesystem. Der Einsatz einer Power-to-Gas(PtG)-Anlage ermöglicht die Herstellung klimaneutraler Brennstoffe und die Deckung des Sauerstoffbedarfs des Stahlwerks. Der strompreisgeführte Betrieb der Elektrolyse erlaubt zudem die Bereitstellung von Flexibilität für den Ausbau des Anteils an fluktuierender Energieerzeugung. Zur optimalen Integration der PtG-Anlage in das Energiesystem des Stahlwerks wird ein Optimierungsmodell herangezogen, dessen Zielfunktion die Minimierung der jährlichen Gesamtenergiekosten inkl. Investitionskosten anstrebt [5]. Als Input-Daten dienen die zuvor erzeugten Lastprofile, die Strompreiszeitreihen von Traupmann et al. [6] sowie prognostizierte Preise für Erdgas [7], Wasserstoff [8], Sauerstoff [5] und Emissionszertifikate [7, 9] für die Jahre 2030 und 2050.

Diskussion

Aus den Ergebnissen lässt sich folgender Pfad zur klimaneutralen Elektrostahlproduktion ableiten (siehe Abb. 1):

2020: Die Investitionen in die vorgeschlagenen Energieeffizienzmaßnahmen bewirken nicht nur eine erhebliche Reduktion des Energieverbrauchs und der CO_2-Emissionen des Stahlwerks, sondern sind wirtschaftlich tragfähig. Vor dem Hintergrund steigender Energie- und Emissionszertifikatspreise intensiviert sich deren kostensenkender Effekt.

2030: Die Deckung des österreichischen Strombedarfs durch 100 % Erneuerbare (bilanziell) führt zum Wegfall indirekter CO_2-Emissionen [10]. Der strompreis- und sauerstoffbedarfsgeführte Betrieb einer PtG-Anlage erhöht zwar den Gesamtenergiebedarf des Stahlwerks, jedoch werden durch die Elektrolyse und die anschließende Methanisierung des CO_2 aus der CCU-Anlage Wasserstoff und Substitute Natural Gas (SNG) erzeugt. Deren werksinterne Nutzung und Einspeisung ins Gasnetz reduziert die Energiekosten und CO_2-Emissionen. Die steigenden Strompreise treiben die Energiekosten zwar in die Höhe, dennoch ist die Fortführung des Status quo ohne zusätzliche Maßnahmen die teuerste Option.

2050: Da unter den getroffenen Annahmen die Produktionskosten für Erneuerbaren Wasserstoff den Erdgaspreis zuzüglich der Kosten für CO_2-Emissionszertifikate zwischen 2030 und 2050 unterschreiten [5], erscheint die Umstellung auf eine reine Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll. Ein großer Teil des Gasbedarfs wird aus der internen PtG-Anlage, der übrige Teil aus dem Wasserstoffnetz bezogen. Durch den Wegfall der Umwandlungsverluste der Methanisierung verringert sich der Gesamtenergiebedarf. Die verbleibenden prozessbedingten CO_2-Emissionen können durch die Umstellung auf klimaneutrale Kohlenstoffträger eliminiert werden [11].

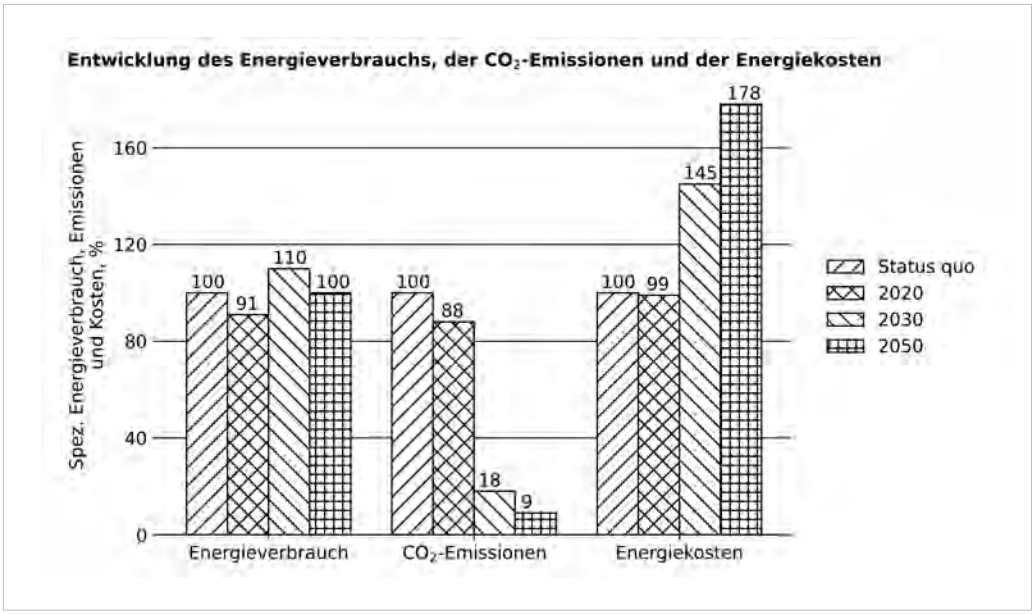


Abb. 1. Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs, der CO_2-Emissionen und der Energiekosten bezogen auf den Status quo im Jahr 2020

Quellen

[1] Statistics Austria: Energy balances Austria 1970-2019, Vienna, 2021.

[2] Umweltbundesamt: Austria's national inventory report 2021: submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol, Vienna, 2021.

[3] J. Dock, S. Wallner, T. Kienberger: Energieeffizienz und Flexibilität bei der Elektrostahlproduktion, in: 17. Symposium Energieinnovation: Future of Energy: Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft, 2022.

[4] J. Dock, T. Kienberger: Techno-economic case study on Oxyfuel technology implementation in EAF steel mills – concepts for waste heat recovery and carbon dioxide utilization, in: Cleaner Engineering and Technology 9, 2022, S. 100525.

[5] J. Dock, S. Wallner, A. Traupmann, T. Kienberger: Demand Side Management in the electric steel mill through flexible oxygen and hydrogen production, in: Energies 2022,2022.
[6] A. Traupmann, M. Greiml, J. Steinegger, L. Kühberger, T. Kienberger: Sector coupling technologies as repurposing options for coal-fired power plants in the Austrian grids - a MES approach, in: Sustainable Energy Technologies and Assessments under Review,2022.
[7] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2021, Paris, 2021.
[8] R. Cvetkovska, P. Nagovnak, T. Kienberger: Pathways for ramping-up hydrogen into the natural gas system, in: 17. Symposium Energieinnovation: Future of Energy: Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft, 2022.
[9] European Commission: A clean planet for all – a European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy: in-depth analysis in support of the commission communication COM (2018) 773, 28.11. 2018.
[10] Austrian Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology: Mission 2030, https://www.bmk.gv.at/ministerium/ziele_agenda2030/13.html [16.05.2022].
[11] T. Echterhof: Review on the use of alternative carbon sources in EAF steelmaking, in: Metals 11, Nr. 2, 2021, S. 222.

Vortragende
Johannes Dock, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Österreich
E-Mail: evt@unileoben.ac.at

Thomas Kienberger, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Österreich

Österreich
braucht
Strominfrastruktur.
Austrian Power Grid
www.apg.at
Österreich
braucht
Strom.
APG

Wie innovativ dürfen Energienetze sein?

Christof Sumereder

Energie in Form von Strom, Gas und Wärme ist schlicht ein Produkt mit definierten Leistungsmerkmalen. Als Innovationstreiber sind der Green Deal, das „Fit for 55"-Paket auf EU-Ebene oder das EAG in Österreich zu erwähnen. Im Rahmen dieser Gesetze werden einerseits Maßnahmen zur Erreichung der Klimazeile gesetzt, und andererseits sind neue Möglichkeiten vorgesehen, Energie umzuwandeln, zu transportieren oder zu speichern.

Im Rahmen des EAG können nunmehr regional Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEG) gegründet werden, und unter der Nutzung des Netzes kann Energie (Strom oder Wärme) von Konsument:in zu Konsument:in gehandelt werden; erste Energiegemeinschaften haben sich bereits erfolgreich gefunden. Aufgrund der aktuell stark gestiegenen Energiekosten gibt es große Hoffnung, durch den Umstieg auf erneuerbare Energieformen die Ausgaben zu reduzieren und dabei auch etwas Gutes für das Klima zu tun. Die Energieberatungsstellen sind aktuell überlastet, manche Energieversorger nehmen heuer keine Neuanträge mehr für den Anschluss von PV-Anlagen an.

Durch diese Transformation der Erzeugungsstruktur, den hohen Energiepreis und das steigende Klimabewusstsein besteht jedoch ein Interessenskonflikt zwischen Erzeuger, Netzbetreiber, Verbraucher:in, Dienstleister und Serviceanbieter. Die Lösung des Problems wird weder im Smart Meter-Roll-out liegen noch im Smart Grid, da erstere Maßnahme für die von der EU abgezielte Energieeinsparung im Haushalt in dieser Form wenig geeignet ist und zweitere einen Konflikt der Stakeholder bedeutet. Wer darf in einem intelligenten Netz bestimmen, nach welchen Kriterien wann von wem Energie verbraucht, eingespeist oder gespeichert werden kann? Sind die Interessen der Endkonsument:innen über jene der Industrie oder des Netz-/Kraftwerkbetreibers zu stellen, oder hat die Netzstabilität die höchste Priorität? Ist die Eigenverbrauchsoptimierung wichtiger als die Versorgung innerhalb der EEG, oder sollen Elektroautos mit dem PV-Strom geladen werden?

Um solche Fragestellungen zu untersuchen, wurde im EAS-Labor, das sich an den beiden Standorten FH Joanneum in Kapfenberg und FH Campus 02 in Graz befindet, ein intelligentes Leittechniksystem aufgesetzt, das sowohl konventionell mittels Mausklick bzw. per Mobil-App, aber auch durch die Echtzeitkopplung im virtuellen Raum geregelt werden kann. Als Schnittstelle dient eine handelsübliche VR-Brille, die es dem/der Nutzer:in ermöglicht, sich im Digitalen Zwilling zu bewegen, Werte abzulesen und auch Geräte zu steuern. Die Benutzung ist weder an einen Ort noch an besondere Hardware gebunden, wodurch sich eine hohe Flexibilität in der Bedienung ergibt. Die eingesetzte Leittechnik ermöglicht es, virtuelle Lasten oder Erzeugungseinheiten einzubinden und im Hybrid-Modus unterschiedliche Lastszenarien zu simulieren. Im Labor sind unterschiedliche PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wärmspeicher, Klimaanlagen, Gebäudekomponenten und mehrere Ladesäulen für Elektroautos an beiden Standorten installiert. Die standortübergreifende Interaktion wird über einen VPN-Tunnel bewerkstelligt, die grenzüberschreitende Vernetzung mittels FIWARE wird derzeit in einem EU-Projekt beforscht.

In diesem Beitrag werden der Stand der Technik und innovative Möglichkeiten aufgezeigt, wie Energienetze optimiert werden können und wie der Einsatz einer VR-Brille in der Ausbildung und zur Visualisierung und Steuerung im EAS-Lab erfolgt.

In den folgenden Abbildungen sind ein Foto des EAS-Labs sowie die Sichtweise im Digitalen Zwilling dargestellt. Die Messwerte werden in einem Leittechniksystem aufgezeichnet und visualisiert, die Schalthandlungen bzw. die Bedienung von Geräten sind sowohl über eine Browser-Anwendung als auch über eine Mobil-App möglich. Die Interaktion mit der VR-Brille erfolgt bidirektional, sodass jegliche Schalthandlung im Labor unmittelbar im Digitalen Zwilling umgesetzt wird. Umgekehrt kann man mit den Controllern der VR-Brille auch im Labor Geräte steuern. Jegliche Interaktion ist ortsungebunden, daher können beide Laborstandorte über diese Möglichkeiten bedient werden.

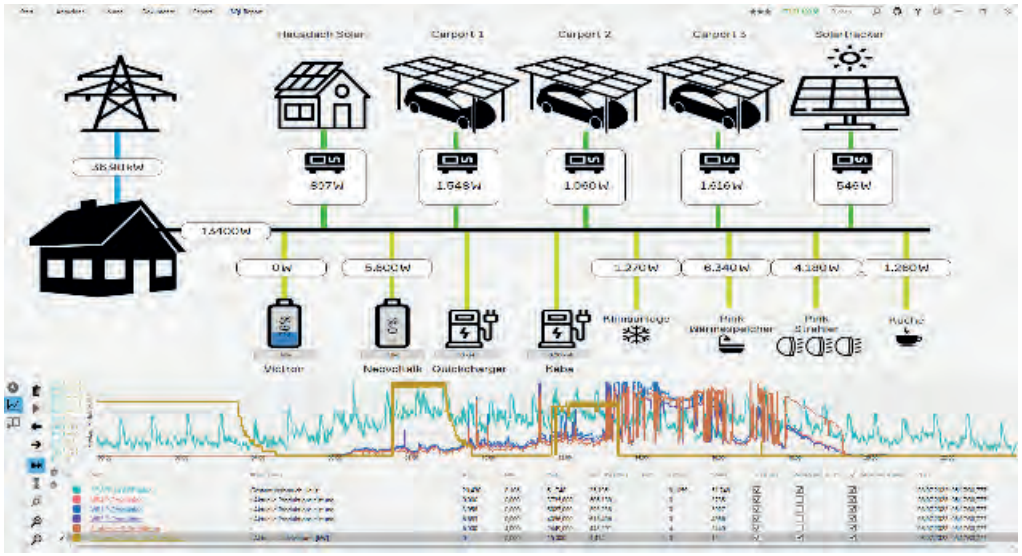


Abb. 1. Dashboard EAS-Lab Kapfenberg: Visualisierung von Erzeuger, Lasten und Lastflüssen in der Leittechnik

Abb. 2. Blick ins EAS-Labor (links) und Digitaler 3D-Zwilling (rechts, Sichtweise in der VR-Brille)

Abb. 3. Möglichkeiten zur Bedienung: Browser-App (links), Mobile-App (Mitte), VR-Brille (rechts)

Vortragender
Christof Sumereder, FH Joanneum, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, Österreich
E-Mail: cristof.sumereder@fh-joanneum.at

Engpassmanagement in Verteilnetzen durch Topologieänderungen basierend auf Deep Learning

Giancarlo Dalle Ave
Tomás Carvalho
Jhelum Chakravorty
Milos Subasic
Susanne Schmitt

Aufgrund der zunehmenden Integration erneuerbarer Energieerzeuger auf der Verteilnetzebene müssen Verteilnetzbetreiber eine aktivere Rolle beim Engpassmanagement übernehmen. In diesem Beitrag wird ein Topologie-Auswahlalgorithmus zur Überlastungsauflösung der Verteilungsebene basierend auf Deep Neural Networks vorgestellt.

Das Stromnetz wurde ursprünglich so ausgelegt, dass Strom von großen konventionellen Energieerzeugern zu den Endverbraucher:innen fließen kann. Aufgrund des Strebens nach Klimaneutralität werden immer mehr erneuerbare Energieerzeuger, einschließlich Windparks und Solaranlagen, in bestehende Stromnetze auf der Verteilnetzebene integriert. Dieser Trend zum Ausbau Erneuerbarer Energien bringt Herausforderungen mit sich. Erstens variiert die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen je nach Wetterlage. Zum anderen müssen Netzbetreiber zunehmend Netzengpässe bewältigen, also Situationen, in denen die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um genügend elektrische Energie zur Deckung der Nachfrage zu transportieren. Dies gilt insbesondere für Verteilnetzbetreiber, die jetzt eine aktivere Rolle beim Engpassmanagement übernehmen müssen.

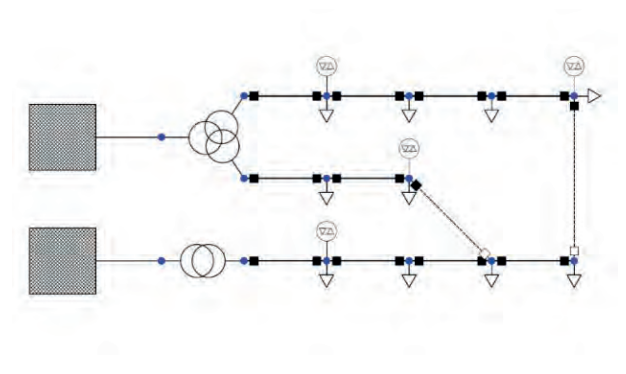
Verteilnetze werden auf der Mittelspannungsebene meist radial mit offenen Ringen betrieben, sodass nur sehr begrenzte Möglichkeiten bestehen, Lastflüsse zu ändern, um einen Engpass zu beheben. Allerdings können auch in einem radialen Netz die Trennstellen verschoben bzw. Teile des Netzes rekonfiguriert werden. Dies erfolgt üblicherweise im Falle einer Störung zur Wiederversorgung oder bei geplanten Arbeiten, z. B. an einer Ortsnetzstation. Das hier vorgestellte auf Topologie-Manipulationen basierende Engpassmanagement hat das Ziel, durch Rekonfiguration des Schaltzustands einen sicheren Netzbetrieb aufrechtzuerhalten.

Eine der Herausforderungen beim Ändern der Topologie zum Auflösen einer Überlast ist die kombinatorische Komplexität des Problems, da die Anzahl der Topologien exponentiell mit der Anzahl der Schalter wächst. Um diese Herausforderung zu bewältigen, wird ein Topologie-Auswahlalgorithmus basierend auf Deep Neural Networks (DNN) vorgestellt. In anderen Arbeiten (z. B. [1]) wurden ähnliche DNN-Ansätze verwendet, allerdings für radiale Netze und Lastgruppen ohne Betrachtung der Einspeisung.

Das Modell wird offline mit einer großen Zahl unterschiedlicher Last- und Einspeiseszenarien in Kombination mit möglichen Netztopologien trainiert, die mithilfe einer Lastflussrechnung erzeugt wurden. Das DNN wird als binäre Klassifizierung für die möglichen Netztopologien verwendet. Der Eingangsvektor besteht dabei aus Lasten und Einspeisungen der verschiedenen Netzknoten. Der Ausgangsvektor ist ein Array, dessen Länge der Anzahl zulässiger Netztopologien entspricht, für die das Modell trainiert wurde. Genauer gesagt, ist der Ausgangsvektor ein binärer Vektor, dessen Einträge Null sind, wenn für die entsprechende Topologie kein Engpass prognostiziert wird, und Eins, wenn ein oder mehrere Engpässe erwartet werden. Auf diese Weise kann das trainierte DNN verwendet werden, um für ein vorhergesagtes Last- und Einspeiseszenario mögliche Topologien zu identifizieren.

Das DNN bildet die Grundlage des gesamten Algorithmus zur Auflösung von Netzengpässen. Wenn eine gegebene Vorhersage von Last und Einspeisung mittels Lastflussrechnung in der aktuellen Netztopologie einen Netzengpass ergibt, wird das DNN-basierte Engpassmanagement aktiviert. Das Szenario wird in das DNN

eingegeben, welches möglichst engpassfreie Topologien zurückgibt (diejenigen Topologien mit Eintrag Null im Ausgangsvektor). Diese zulässigen Topologien werden dann sortiert, sodass zunächst radiale vor vermaschten Topologien stehen und dann die Anzahl der erforderlichen Schaltungen ausgehend von der aktuellen Topologie möglichst klein ist. Dadurch wird die Anzahl der Schaltungen minimiert und so die Lebensdauer der Schalter erhöht. Die sortierten Topologien werden mittels Lastflussrechnung validiert, um sicherzugehen, dass die gewählte Topologie den Engpass tatsächlich behebt. Falls die Lastflussrechnung ergibt, dass die erste Topologie den Engpass nicht beheben kann, dann wird die nächste Topologie in der Sortierung getestet. Dies kann iterativ fortgesetzt werden, bis eine zulässige Topologie gefunden wird.
Der vorgeschlagene Algorithmus wurde an dem in Abb. 1 abgebildeten Mittelspannungsnetz getestet. Dieses Netz besitzt 41 zulässige radiale und 13 zulässige vermaschte Topologien.
Um die Leistungsfähigkeit des Algorithmus zu bewerten, wurde er mit einem Brute Force-Topologie-Auswahlverfahren verglichen, das iterativ alle Schalter im Netz durchtestet, um eine zulässige radiale Topologie zu finden, sowie mit einem Minimum Spanning Tree-Algorithmus [2], der die Topologie mit den am meisten belasteten Leitungen berechnet. Die Ergebnisse für die verschiedenen Algorithmen sind in Tab. 1 dargestellt.



	Brute Force	MST+LS	DNN
Total tests	100	100	100
Success	73 (73%)	73 (73%)	99(99%)
Failure	26 (26%)	26 (26%)	1 (1%)
Radial	73	73	63
Meshed	0	0	36
Avg. comp. time (s)	64.5	2.20	0.797

Unter 100 Testszenarien, die nicht in den Trainingsdaten für das DNN enthalten waren, konnte das DNN die meisten Engpässe beheben. Das hängt damit zusammen, dass das DNN im Gegensatz zu den anderen Verfahren auch vermaschte Topologien in Betracht zieht. Das DNN weist außerdem die kürzeste Rechenzeit auf, was vielversprechend für einen möglichen Echtzeitbetrieb ist. Ein Nachteil des DNN ist, dass es in manchen Fällen eine vermaschte Topologie wählt, auch wenn eine radiale Topologie die Engpässe auflöst.

Quellen

[1] H. Salazar, R. Gallego Rendón, R. Romero: Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems, in: IEEE Transactions on Power Delivery, 21, 2006, S. 1735-1742.
[2] H. Ahmadi, J. R. Martí: Minimum-loss network reconfiguration: a minimum spanning tree problem, in: Sustainable Energy, Grids and Networks, 1, 2015, S. 1-9.

Vortragende

Susanne Schmitt, Hitachi Energy Research, Havellandstraße 10-14, 68309 Mannheim, Deutschland
E-Mail: susanne.schmitt@hitachienergy.com

Co-Autoren

Tomás Carvalho, Milos Subasic, Hitachi Energy Research, Havellandstraße 10-14, 68309 Mannheim, Deutschland
Giancarlo Dalle Ave, Jhelum Chakravorty, Hitachi Energy Research, 800 Boul. Hymus, Montréal H4S 2G1, Kanada

EUROPAS EINZIGARTIGES FORSCHUNGSPROJEKT IN WIEN

aspern Seestadt – Lösungen für **eine klimafreundliche Zukunft**

Um die Klimaziele zu erreichen, braucht es schon heute innovative, intelligente und praxisorientierte Lösungen für unsere Energiezukunft. Der Schlüssel dafür liegt in der Entwicklung unserer Städte. Aus diesem Grund forschen wir schon heute an der Stadt von morgen. In Teilen der Seestadt in Wien arbeiten wir gemeinsam mit unseren Partnern an neuen Lösungen für die Energiewende eines intelligenten Stadtteils. Dabei testen wir modernste Technologien unter realen Bedingungen und entwickeln nachhaltige Lösungen zum Schutz des Klimas. Für CO_2-Neutralität und Energieeffizienz. Für uns und unsere Umwelt.

siemens.at/aspern

SIEMENS

WIR LEITEN DIE ZUKUNFT EIN

WIENER NETZE

EGAL, WAS UNS MORGEN BEWEGT: **DIE NETZE DER ZUKUNFT SIND SCHON DA.**

STROM GAS FERNWÄRME GLASFASER

www.wienernetze.at

WIENER LINIEN | WIEN ENERGIE | WIENER NETZE | WIENER LOKALBAHNEN | WIPARK | WIEN IT
BESTATTUNG WIEN | FRIEDHÖFE WIEN | UPSTREAM MOBILITY | FACILITYCOMFORT | GWSG

WIENER STADTWERKE GRUPPE

ge.com/grid

g^3 TECHNOLOGY

THE **ALTERNATIVE TO SF_6** FOR HIGH VOLTAGE APPLICATIONS

GE's g^3 products maintain the same high-quality performance and dimensional footprint while reducing global warming potential by more than 99% when compared with SF_6 products.

SUSTAINABILITY

99% reduction in global warming potential impact

PERFORMANCE

Same dimensional footprint and temperature range, same operational output

DECARBONIZATION

g^3 projects across 30 utilities are on track to prevent 1,000,000 tons of CO_2 equivalent

BETTER FOR THE GRID, BETTER FOR THE PLANET.

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 2022 ROHSTOFFE, ENERGIE, VER- UND ENTSORGUNG

trend. TOP ARBEITGEBER 2022 ÖSTERREICH