

Strom Linie

Das Magazin zur Energiewende

#1/2021

Oesterreichs Energie
Kongress

2021

Von 21. bis 22. April
energiekongress.at

CHRONOLOGIE ZWEIER STÖRFÄLLE

Und warum nur aus einem
ein Notfall wurde



Energieeffizienz

Welche Rolle
die E-Wirtschaft
übernehmen kann

380-kV-Erdkabel

Wie komplex
die Reparaturarbeiten
wirklich sind

Smart Meter

Womit Netzanbieter
beim Rollout Pionier-
arbeit leisten

Mit Sicherheit in die Energiezukunft

Oesterreichs Energie
Kongress 2021
digital

21.–22. April



Richard David Precht
Philosoph



Leonore Gewessler
Bundesministerin für
Klimaschutz und Energie



Johannes Hahn
EU-Kommissar für
Haushalt und Verwaltung



Armin Nassehi
Soziologe



Magnus Brunner
Staatssekretär für
Klimaschutz und Energie

Jetzt
anmelden!
energiekongress.at

Oesterreichs Energie Kongress 2021

So wie Österreichs E-Wirtschaft unaufhörlich an einer sicheren Energiezukunft arbeitet, so wird auch der Oesterreichs Energie Kongress mit Sicherheit stattfinden – und das digital. Seien Sie beim wichtigsten Branchentreff des Jahres dabei, wenn die brennendsten Fragen der Branche diskutiert werden. Top-Speaker und vieles mehr erwarten Sie in der virtuellen Kongress-Welt!



Versorgungssicherheit hat einen Preis

Anfang Jänner hat eine Störung in einem Umspannwerk das europäische Stromnetz an seine Grenzen gebracht. In Texas waren vor wenigen Wochen Millionen Menschen in Folge eines Kälteeinbruchs ohne Strom. Diese beiden Ereignisse zeigen, dass eine zuverlässige Stromversorgung keine Selbstverständlichkeit ist – auch wenn die Österreicherinnen und Österreicher derzeit durchschnittlich weniger als eine halbe Stunde pro Jahr ohne Strom auskommen müssen.

Versorgungssicherheit ist aber weit mehr als eine Annehmlichkeit. Die sichere Versorgung mit Elektrizität ist eine zentrale Säule unseres gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens. Sie ist Standortfaktor, Wettbewerbsvorteil und eine essentielle Ressource des digitalen Zeitalters. Dieses hohe Gut, gilt es langfristig zu sichern.

Noch verfügt Österreich über ausreichende Kapazitäten um die Stabilität der Stromversorgung in jeder Situation zu gewährleisten. Doch mit dem Umbau des Stromsystems in Richtung erneuerbare Energiequellen wachsen die Anforderungen an unsere Netze, Kraftwerke und Speicher. Gleichzeitig schwinden jene Reservekapazitäten, die wir dringend brauchen, um die täglichen Schwankungen in unserem System zu glätten und es in Extremsituationen vor Schiefslagen zu bewahren.

Damit unser Strom auch in Zukunft nicht nur leistbar, sondern auch weiterhin sicher fließt, müssen die Weichen jetzt richtig gestellt werden. Unsere Versorgungssicherheit hat nicht nur ihren Wert – sie hat auch einen Preis und will langfristig geplant werden. Während wir – sehnsüchtig um nicht zu sagen ungeduldig – auf das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz warten, müssen wir für die Akzeptanz der zukünftigen Projekte werben.

Welche Schlüsse die Branche aus dem Frequenzabfall zieht und welche Schritte nun gesetzt werden müssen, erfahren Sie in unserer Titelgeschichte. Passend zum Thema Versorgungssicherheit finden Sie in dieser Ausgabe außerdem einen umfassenden Netzschwerpunkt unter anderem zu den Themen Smart Meter und Netzausbau.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Barbara Schmidt
Generalsekretärin



IMPRESSUM. Medieninhaber: Österreichs E-Wirtschaft, Brahmplatz 3, 1040 Wien, presse@oesterreichsenergie.at **Herausgeber:** Christian Zwittnig
Redaktion: Klaus Fischer, Bernhard Fragner, Lisa Joham, Rudolf Loidl (Chefredakteur), Melanie Krenn, Ingrid Wunderlich **Grafisches Konzept und Design:** buero8 **Anzeigen:** JU.connects, ju@juconnects.com **Erscheinungsweise:** 4-mal jährlich **Druck:** Ferdinand Berger & Söhne, Horn



30

Pionierarbeit im Dienste der Stromkunden

Schnittstellen, Kontaktpunkte von Drittanbietern und penibler Datenschutz: Beim Smart-Meter-Rollout leisten Netzbetreiber Pionierarbeit im Dienste der Stromkunden.

- 6 WAS SEH' ICH DA?**
Momentaufnahme: Am 9. Dezember wird unter einem Wiener Verkehrsknotenpunkt eine 380.000-Volt-Hochspannungsleitung repariert.
- 8 BRIEFING**
News und Fakten aus der Energiewirtschaft
- 12 FÜNF FRAGEN AN ...**
... Brigitte Bach, neue Vorständin der Salzburg AG

12



- 26 REPORTAGE: OPERATION AM NERVENSTRANG**
Strom Linie vor Ort bei der Reparatur eines 380-kV-Erdkabels in Wien
- 30 GÜTE VOR QUOTE**
Wie Netzbetreiber beim Smart-Meter-Rollout Pionierarbeit im Dienste der Stromkunden leisten.
- 34 DIE STROM-MACHER**
Nicole Kassar und Markus Schmidt erklären ihren beruflichen Alltag.
- 36 WIE HABEN SIE DAS GEMACHT, HERR GRAY?**
Christopher Gray analysiert aus Graz die Daten von Windrädern weltweit – und erhöht damit deren Effizienz.
- 40 BRANCHENTREFF IM HYBRIDFORMAT**
Das erwartet Sie auf Österreichs Energie Kongress 2021.
- 49 SAVE THE DATE!**
Der Veranstaltungskalender für das zweite Quartal 2021
- 50 LETZTE UNKLARHEIT**
Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz. Warum eigentlich?

40

- 14 COVERSTORY: DIE CHRONOLOGIE ZWEIER ERNSTFÄLLE**
Die Netzstörung, die von einem Umspannwerk in Kroatien ausging, hatte das Potenzial, in Europa die Lichter ausgehen zu lassen. Ein Systemversagen, dessen Wirkung man bei einem ähnlichen Vorfall in Texas studieren kann.
- 22 IN DEN STARTLÖCHERN**
Was sich die E-Wirtschaft vom neuen Energieeffizienzgesetz erwartet.

Dossier

- 43 NETZBERECHNUNGEN**
Welchen Ausbaubedarf Elektromobilität und Photovoltaik auf die heimischen Netze haben.
- 46 ERDVERKABELUNG**
Welche Kosten ergeben sich aus den technischen Herausforderungen verstärkter Erdverkabelung?

Momentaufnahme

Was seh' ich da?

Wien-Mariahilf, am 9. Dezember 2020

Es ist der Höhepunkt einer heiklen Operation, die seit Oktober unter dem Verkehrsknotenpunkt der Bundeshauptstadt stattfindet: Die Reparatur der 380.000 Volt Hochspannungsleitung, die das Umspannwerk Simmering im Süden Wiens mit dem Werk Kendlerstraße im Westen der Stadt verbindet. Nur drei Unternehmen weltweit beherrschen die Reparatur dieser 15 Zentimeter dicken Erdkabel: So müssen etwa die einzelnen stromführenden Litzen auf -196 Grad gekühlt werden, um zu verhindern, dass bei der Operation Isolierflüssigkeit ausläuft. Die gute Nachricht: Die komplexe Operation ist gut verlaufen – schon zu Weihnachten floss durch die 16 Meter freigelegten Kabel wieder Strom. Mehr zu der aufwendigen Reparatur lesen Sie in unserer Reportage ab Seite 28.



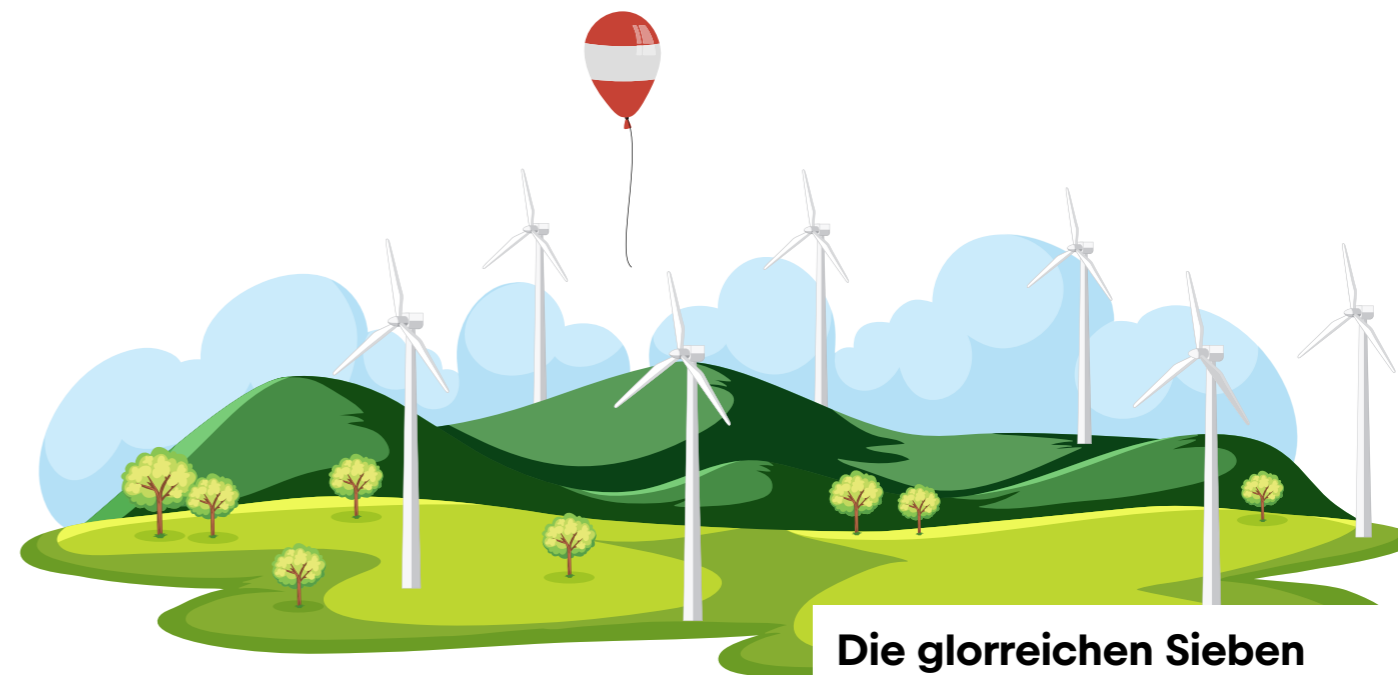
Mehr zum
Thema?
Besuchen Sie
Österreichs
Energie
Kongress!



Energie AG schafft digitale Jobs im PowerTower

Spatenstich für den Zubau zum PowerTower der Energie AG Oberösterreich in Linz: Bis zum Herbst 2022 soll in der Kärntner Straße im Herzen von Linz ein moderner Bürostandort entstehen, der die technischen Bereiche des Unternehmens an einem Standort konzentriert. Auch das Netz OÖ soll aus der Neubauzeile ins Headquarter übersiedeln. „Die Investition schafft aber zusätzlich mitten in Linz moderne, digitale Arbeitsplätze. Es werden auch Büros zur Vermietung zur Verfügung stehen, die aufgrund der günstigen Lage für Firmen interessant sein können“, sagt Generaldirektor Werner Steinecker.

Spatenstich für den PowerTower:
Vorstandsdirektor Andreas Kolar,
Generaldirektor Werner Steinecker,
Aufsichtsratsvorsitzender
Markus Achleitner und
Vorstandsdirektor Stefan Stallinge



Die glorreichen Sieben

Anzahl der neu gebauten Windräder in Österreich 2020

2020 war ein verlorenes Jahr beim Ausbau der Windkraft in Österreich. Nur sieben neue Windräder wurden im Vorjahr errichtet, während 33 abgebaut wurden, wie der Interessenverband IG-Windkraft feststellt. Der Ausbau sollte in diesem Jahr aber wieder Fahrt aufnehmen: Die Anzahl der Windräder wird von 1.307 auf 1.359 steigen.



Mehr zum Thema?
Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!



Biomassekraftwerk Krens: Fünf Jahre Wartezeit für Mittel aus der Ökostromförderung haben ein Ende

Baustart für das neue EVN-Biomassekraftwerk in Krens

Ab 2023 wird Ökostrom für 15.000 Haushalte und Naturwärme für bis zu 30.000 Haushalte produziert.

Nach langer Wartezeit ist im Februar der Startschuss für den Bau des EVN Biomasseheizkraftwerkes im östlichen Kremser Industriegebiet gefallen. Direkt neben dem Gemeindeabwasserverband soll bis Frühjahr 2023 Waldhackgut aus der Region in Naturwärme und Ökostrom verwandelt werden. Ein Projekt, auf das die EVN und die Stadtgemeinde Krens länger warten mussten, als gedacht: Denn obwohl das Projekt von

einem breiten überparteilichen Konsens getragen und der Genehmigungsprozess 2015 ohne Einspruch abgeschlossen wurde, musste das Projekt über fünf Jahre auf Mittel aus der Ökostromförderung warten, heißt es aus dem Unternehmen. Die geplante Gesamtinvestition beträgt 30 Millionen Euro, damit werden in Zukunft elektrisch 5 MW und thermisch mindestens 15 MW produziert.

ADOBE STOCK, BEIGESTELT



Ansage des Monats

„Das Burgenland soll die erste klimaneutrale Region der Welt werden.“

STEPHAN SHARMA, neuer Vorstandschef der Energie Burgenland, bei der Präsentation der neuen Strategie, die das Unternehmen zum führenden europäisch ausgerichteten Green-Tech-Unternehmen und das Burgenland zur Pionierregion machen soll.

Zahl des Monats

1.180.000.000
Euro

... an volkswirtschaftlichen Gesamtkosten pro Tag würde ein großflächiger Stromausfall in Österreich bedeuten.

Quelle: Verbund

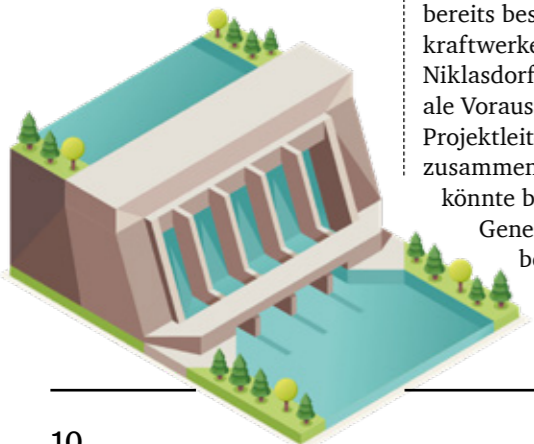
Energie Steiermark plant Wasserkraftwerk in Leoben

Besseren Hochwasserschutz, Versorgungssicherheit, einen Jobturbo und eine architektonische Aufwertung der Uferpromenade verspricht eine Machbarkeitsstudie.

Eine Großinvestition und hunderte Jobs soll ein Laufkraftwerk, das die Energie Steiermark in Kooperation mit dem Verbund plant, in der Stadt Leoben bringen. Eine Machbarkeitsstudie hat die Mur im Osten der Stadt nach umfangreichen Untersuchungen als „hervorragend geeigneten Standort für ein ökologisch und wirtschaftlich sinnvolles Wasserkraftwerk ergeben, das pro Jahr rund 38 Millionen

Kilowattstunden CO₂-freien Grün-Strom für die Region erzeugen könnte“, so das Vorstandsduo Christian Purrer und Martin Graf. Das Laufkraftwerk mit einer Gesamtinvestition von rund 40 Millionen Euro könnte mit einer Leistung von 8 Megawatt rund 11.000 Haushalte mit Grün-Strom versorgen. „Es ist de facto der derzeit interessanteste Standort, sowohl was die ökologischen als auch was die technischen Rahmenbedingungen angeht, denn der Abschnitt zwischen den bereits bestehenden Wasserkraftwerken in Leoben und Niklasdorf bietet nahezu ideale Voraussetzungen“, fasst Projektleiter Christoph Rath zusammen. Ein Baustart könnte bei einem raschen Genehmigungsverfahren bereits 2024 möglich sein, die Fertigstellung im Jahr 2026.

Wasserkraftwerk in Leoben: 40-Millionen-Euro-Investition



Hoch hinaus: Der APG-Netzentwicklungsplan bis 2030 wurde von der E-Control genehmigt

APG investiert bis 2030 drei Milliarden in den Netzausbau

Der Stromnetzbetreiber APG (Austrian Power Grid) wird bis 2030 rund 3,1 Mrd. Euro in den Ausbau und die Modernisierung des Stromnetzes investieren. Das sind rund 16 Prozent der insgesamt 18 Milliarden, die die E-Wirtschaft in den kommenden zehn Jahren in den Netzausbau investieren wird. Den entsprechenden Netzentwicklungsplan (NEP 2020) der APG, in dem alle geplanten und in Bau befindlichen Projekte enthalten sind, hat die E-Control im Januar genehmigt. Der NEP 2020 wird jährlich erstellt und vom Energieregulator per Bescheid genehmigt, er umfasst 36 Projekte. Zu den wichtigsten zählen die Errichtung der Salzburgleitung, die Weinviertelleitung, das Projekt Zentralraum Oberösterreich, die Deutschlandleitung (der Ausbau der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich), das Reschenpass-Projekt (der Ausbau der Übertragungskapazität zwischen Österreich und Italien) sowie Ausbauten und Neuerrichtungen von Umspannwerken etwa Villach Süd, Klaus, Matrei, Mürtztal, Wien Ost, Innkreis oder Prottes.

ADOBE STOCK, BEIGESTELT



Klimaschutzministerin Leonore Gewessler und der Vorarlberger Landeshauptmann Wallner mit Umweltlandesrat Rauch bei den Vorständen der VKV Christof Germann und Helmut Mennel

Kleiner Klima-Gipfel bei der VKV

Einen Vorarlbergbesuch hat Klimaschutzministerin Leonore Gewessler für eine Besichtigung der illwerke vkw genutzt und sich mit den Vorständen Christof Germann und Helmut Mennel zum Thema Energieautonomie 2030 ausgetauscht. „Der ökologisch und ökonomisch vertretbare Ausbau der Wasserkraft ist eine wichtige Vor-

aussetzung, um die gemeinsamen energiepolitischen Ziele in Vorarlberg zu erreichen“, fasste Helmut Mennel, Technikvorstand der illwerke vkw, das Treffen zusammen. „Entscheidend sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen auf Bundesebene. Darüber konnten wir uns mit Klimaschutzministerin Gewessler sehr konstruktiv austauschen.“

Kelag kauft in Frankreich und Portugal zu

Der Kärntner Stromanbieter Kelag hat seinem deutschen Teileigentümer, der RWE, zwei nationale Gesellschaften mit insgesamt 19 Kleinwasserkraftwerken und sechs Windkraftanlagen in Frankreich und Portugal abgekauft. 16 Beschäftigte aus den beiden erworbenen nationalen Gesellschaften wechseln nun zur Kelag. Mit den 25 Kraftwerken der Gesellschaften verfügt die Kelag über mehr als 65 zusätzliche Megawatt Leistung, für die Kelag bedeutet der Erwerb der Kraftwerke eine fünfprozentige Erhöhung ihrer gesamten Kraftwerksleistung. „Auf der Basis unserer Kernkompetenzen treten wir nun in zwei neue Märkte ein und sehen die Chance, dort selektiv weiterzuwachsen“, sagt Kelag-Vorstand Manfred Freitag.

Manfred Freitag, Vorstandschef Kelag: „In Portugal und Frankreich selektiv weiterwachsen“



PERSONALIA



Hildegard Aichberger

ist neue Vertriebs- und Marketingvorständin der oekostrom AG. Die promovierte Boku-Absolventin war zuvor Geschäftsführerin des WWF Österreich. Gleichzeitig mit der Bestellung von Aichberger ist Finanz- und Produktionsvorstand Ulrich Streibl zum Sprecher des Vorstandes bestellt.



Wolfgang Anzengruber

verstärkt seit Jahresbeginn das ÖBAG-Beteiligungskomitee mit Expertise in den Bereichen Nachhaltigkeit und erneuerbare Energie. Klarer Auftrag der ÖBAG, die 11 staatliche Beteiligungen mit einem Gesamtwert von rund 26,6 Milliarden Euro managt, ist die nachhaltige und langfristige Steuerung der Beteiligungen des Bundes.



Michael Haselauer,

Geschäftsführer der Netz Oberösterreich GmbH, ist für eine zweijährige Funktionsperiode zum Präsidenten der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) ernannt worden. Unterstützt wird Haselauer von Wolfgang Nöstlinger, technischer Vorstandsdirektor der eww AG (ehem. Elektrizitätswerk Wels AG).

Fünf Fragen an **Brigitte Bach**, die neue Vorständin der Salzburg AG

**Sie sind seit Jahresbeginn
Vorständin der Salzburg AG.**

Worauf freuen Sie sich am meisten?

BRIGITTE BACH: Es ist eine großartige Möglichkeit, die Zukunft dieses Unternehmens aktiv mitzugestalten. Besonders freue ich mich darauf, Wachstum in den Bereichen Photovoltaik, erneuerbare Energien und Telekommunikation zu unterstützen und neue digitale, innovative Geschäftsmodelle mit auf den Weg zu bringen.

**Als promovierte Physikerin:
Was können wir alle aus der Physik
lernen?**

BACH: Die Physik arbeitet als Wissenschaft einerseits sehr analytisch. Es werden Modelle entwickelt, die durch theoretische Untersuchungen ebenso wie durch Experimente verifiziert oder falsifiziert werden. Das sind Vorgehensweisen, wie wir sie auch in der Wirtschaft adaptiert anwenden können – es geht um faktenbasierte Entscheidungen und strukturiertes Arbeiten, gepaart mit Experimenten, ohne die es in einer komplexen Welt wie der unsrigen nicht funktioniert.

**Als ehemalige Managerin des
AIT gefragt: Was ist der Unterschied
zwischen Wirtschaft
und Wissenschaft?**

BACH: Die Wissenschaft setzt sich als primäres Ziel, Wissen zu generieren, die Wirtschaft Wertschöpfung zu schaffen, indem sie neue Lösungen sowie das durch die Wissenschaft generierte Wissen verwertet. Wenn wir die Bereiche erneuerbare Energien und Digitalisierung als Beispiel nehmen, zeigt sich sehr gut, dass in beiden Welten ein großer Beitrag zur Weiterentwicklung der Gesellschaft geleistet wird.

**Wie schwierig ist
Veränderungsmanagement?**

BACH: Ob Veränderungsmanagement gelingt, hängt hauptsächlich von einem zentralen Schlüsselfaktor ab, und zwar einem gemeinsamen Verständnis des Ziels der Veränderung. Es muss allen klar sein, warum man sich verändern muss und wohin die Reise geht. Die Vision und das Zielbild gibt allen die Richtung, dann ziehen alle an einem Strang. Und: Ein gewisses Maß an Veränderungsmanagement ist immer notwendig, auch wenn die Organisation sich vermeintlich in einem „stabilen Status“ befindet.

**Wo soll die Salzburg AG in
fünf Jahren stehen?**

BACH: Die Salzburg AG soll in ganz Österreich und in Europa als großer Player im Bereich erneuerbare Energie, Photovoltaik und neue digitale Geschäftsmodelle wahrgenommen werden. Wir werden als digitales Technologieunternehmen in ganz Europa als innovativer Treiber von Wachstum und Veränderung gelten. Wichtig dabei ist uns, dass wir alle unsere Entwicklungen auf Nachhaltigkeit fokussieren.

**„Die Wissenschaft
generiert Wissen,
die Wirtschaft
schöpft Werte,
indem sie dieses
Wissen verwertet.“**

Zur Person

Die 55-jährige Physikerin Brigitte Bach ist zu Jahresbeginn in den Vorstand der Salzburg AG eingezogen. Zuvor leitete sie die Bereiche Telekommunikation, Elektromobilität und neue Geschäftsfelder bei der Wien Energie. Der Lebenslauf der gebürtigen Oberösterreicherin ist beeindruckend: Nach ihrem Doktoratsstudium der Technischen Physik an der TU Wien heuerte sie bei Arsenal Research (der Vorgängerorganisation des AIT) an und stieg rasch zur Geschäftsführerin des Energy Departments mit über 200 Mitarbeitern auf. Ihre Forschungsschwerpunkte und Publikationen betrafen die Bereiche „Energy Infrastructure“, „Smart Cities“ und „Energieeffizienz in der Industrie“.

MARCO RIEBLER

Österreichs Energie
Kongress
2021
Von 21. bis 22. April
energiekongress.at

Energie-
entscheider
treffen?
Besuchen Sie
Österreichs
Energie
Kongress!

Chronologie zweier Ernstfälle

Und warum nur aus einem Ernstfall ein Notfall wurde.



Austin, Texas
15.02.2021, 01:25:01,0 Uhr
Ein Kälteeinbruch lässt Gasleitungen, die Kraftwerke speisen, gefrieren.

Zwischen 15. und 22. Februar fielen in Texas landesweit immer mehr Kraftwerke sowie Strom- und Gasleitungen aus, Stromabschaltungen des Netzbetreibers ERCOT sollten den völligen Versorgungsausfall verhindern – doch am Höhepunkt der Blackouts, am 16. Februar, waren etwa 13,5 der 28,3 Millionen Texaner ohne Energieversorgung. Noch bis zum 20. Februar mussten fast 13 Millionen Texaner Leitungswasser abkochen. Der Gouverneur von Texas war mit den Schuldi-



Energie-Notstand in Texas: Fehlende Wintersicherung, Netzreserve und Infrastrukturwartung führten zum Ernstfall.

gen für den Beinahe-Blackout rasch zur Hand: Vor allem eingefrorene Windräder sollten diesen verursacht haben. Außerdem habe der Netzbetreiber ERCOT (Electric Reliability

Council of Texas) sich als „nicht zuverlässig“ („not reliable“) erwiesen. Fest steht: Zwar sind im ERCOT-Netz zeitweilig rund 18.000 MW an Windkraft ausgefallen, aber es war vor allem der Ausfall von 48.000 MW Erzeugung aus dem Gaskraftwerk, die durch gefrorene Förderanlagen und Pipelines wegfiel, der das Netz destabilisierte. Der Grund: Die Politik und der Regulator PUCT hatten versäumt, ERCOT zu verpflichten, die Infrastruktur wintersicher zu machen – trotz Warnung des US-ame-

rikanischen Regulators FERC nach einer ähnlichen Misere 2011. An Netzstabilisierung durch höherrangige Netze war übrigens nicht zu denken: Denn der Bundesstaat hat sich 1970 vom US-weiten Stromnetz abgekoppelt, um einer Regulierung durch die FERC zu entgehen. Nur einige schwache Verbindungen mit Nachbarstaaten sowie Mexiko blieben bestehen. Eine sogenannte Netzreserve, also Kraftwerke für die Absicherung des Stromnetzbetriebs, existiert in Texas aus Kostengründen ebenfalls nicht.



Ernestinovo, Kroatien
8.01.2021, 14:04:25,9 Uhr
Ein schwerer Störfall im Umspannwerk legt Hochspannungsleitungen in ganz Südosteuropa lahm

Sekundenprotokoll:
Wie ein Blackout in ganz Europa verhindert wurde

14:04:25 Uhr Im Umspannwerk Ernestinovo südlich von Osijek in Kroatien schaltet ein Überstromschutzschalter eine 400-kV-Sammelschienenkupplung ab. In der Folge werden die beiden Sammelschienen in der Station getrennt, was wiederum zur Teilung der dort zusammenkommenden nordwestlichen und südöstlichen Stromflüsse führt.

Schon nach gut einer Stunde war die Störung wieder beseitigt: Am 8. Jänner, um 15:08 Uhr, gelang es den europäischen Übertragungsnetzbetreibern („Transmission System Operators“, TSOs), die beiden seit 14:05:08 Uhr getrennten Netzgebiete im nordwestlichen und im südöstlichen Teil des Kontinents erneut zu verbinden. Auslöser der Trennung waren

technische Probleme im kroatischen Umspannwerk Ernestinovo etwa 14 Kilometer südlich von Osijek gewesen (siehe Zeitleiste). Hochbetrieb herrschte in den entscheidenden Minuten bei der Austrian Power Grid (APG), die das österreichische überregionale Höchstspannungsübertragungsnetz managt. Der Leiter der Steuerungszentrale der APG, Tahir Kapetanovic, berichtet: „Meine Kollegen in der Warte haben aufgrund von unterschiedlichen Frequenzmesswerten, die im ‚ENTSO-E Awareness System‘ (EAS) bei TSOs im



Bestens bewährt: Binnen gut einer Stunde bewältigten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber, darunter nicht zuletzt die APG, die Netzstörung am 8. Jänner.

südöstlichen und nordwestlichen Teil angezeigt waren, unmittelbar nach der Trennung den Trennlinienverlauf erkannt. Das ermöglichte dem diensthabenden System Operator – Schichtleiter in unserer Warte –, sofort die richtigen Entscheidungen zu treffen und entsprechend zu reagieren.“ Im kleineren Teil des Netzes im Südosten stieg die Frequenz über den zulässigen Wert, im Nordwesten fiel sie unter diesen Wert. Wie in solchen Fällen vorgesehen, gingen daher im Südosten innerhalb von Sekunden automatisch Kraftwerke vom Netz, im Nordwesten schalteten sich dagegen weitere Erzeugungsanlagen zu und Verbraucher ab. Diese Primärregelung sorgte für eine Stabilisierung und

Wiederangleichung der Frequenzen in den Netzgebieten. In der Folge schalteten Kapetanovics Mitarbeiter in der APG-Schaltzentrale im Südosten Wiens sämtliche gerade verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu, vorwiegend Wasserkraftwerke, aber auch in geringerem Umfang andere Kraftwerke. So gelang es, die Frequenz in beiden voneinander getrennten Teilen schrittweise wieder an das Band von 49,8 bis 50,2 Hz heranzuführen, innerhalb dessen der normale Netzbetrieb erfolgt.

Gemäß den entsprechenden Notfallplänen wurde das Vorgehen der TSOs europaweit von der deutschen Amprion und der Schweizer Swissgrid koordiniert. „Eine maßgebliche Rolle spielte das genannte ENTSO-E Awareness System, das uns jederzeit den Überblick über die Lage in den Höchstspannungsnetzen bietet“, erläutert Kapetanovic. Eingerichtet wurde das System nach dem schweren Störfall im europäischen Stromnetz am 4. November 2006, der in weiten Teilen Kontinentaleuropas zum Ausfall der Stromversorgung für mehrere Millionen Kunden führte. „Davon waren wir am 8. Jänner allerdings weit entfernt“, betont Kapetanovic. Mit einem schwerwiegenden Störfall oder gar Blackout ist erst ab Frequenzabweichungen von rund 1.000

Millihertz (mHz) zu rechnen. Zum Vergleich: Die gravierendsten Abweichungen am 8. Jänner beliefen sich für wenige Sekunden auf etwa 600 mHz Überfrequenz im südöstlichen Teil bzw. etwa 270 mHz Unterfrequenz im nordwestlichen Teil und sanken dann innerhalb weniger Sekunden auf etwa 300 mHz Überfrequenz im Südosten und weniger als 100 mHz Unterfrequenz im Nordwesten – laut Kapetanovic eine „sehr ernste Situation, aber wie gesagt von einem Blackout weit entfernt“. Und, so Kapetanovic weiter: „Ich war sehr stolz auf die Reaktion des diensthabenden System Operator und meiner weiteren Kollegen in der Warte. Sie haben die Situation rasch erkannt und – in Koordination mit unseren ausländischen Partnern – richtig reagiert. Außerdem haben die für die Primärregelung kontrahierten Erzeugungsanlagen in Österreich nahezu perfekt funktioniert.“

Umfassend informieren
Weil es sich bei der Störung vom 8. Jänner um einen Vorfall der Stufe 2 („Extensive Incident“, siehe Kästchen ICS auf Seite 20) auf der vierstufigen Incidents Classification Scale (ICS) des europäischen Übertragungsnetzbetreiberverbands ENTSO-E handelte, muss eine Expertenkommission auf europäischer Ebene einen Bericht darüber vorlegen. Den Vorsitz in der Kommission führt ein Vertreter eines Übertragungsnetzbetreibers, der von dem Vorfall nicht betroffen war. Laut Kapetanovic, der auch Vorsitzender des System Operation Committee der ENTSO-E ist, finden derzeit umfangreiche Datenerhebungen statt. Schon im April soll ein erster Bericht vorliegen. Rechtlich wäre dafür zwar bis kommendes Jahr Zeit. Kapetanovic möchte die Öffentlichkeit aber weiterhin „so rasch wie möglich umfassend informieren“. Immerhin wurde die erste Information zum Störfall bereits



„Regelbare Kraftwerke und Speichermöglichkeiten sind für die Versorgungssicherheit weiterhin unverzichtbar.“

Gerhard Fida, Geschäftsführer der Wiener Netze

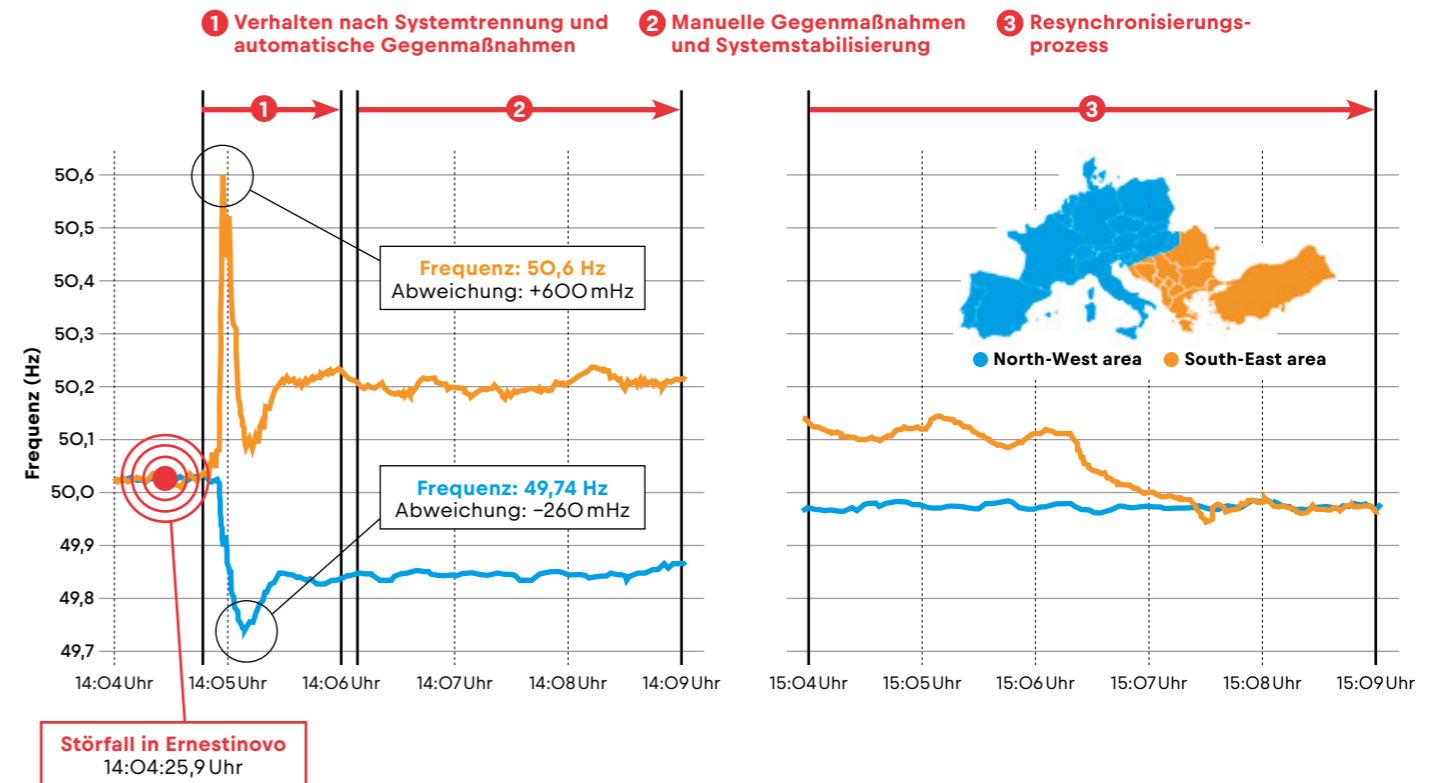


Mehr zum Thema? Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!

zeit umfangreiche Datenerhebungen statt. Schon im April soll ein erster Bericht vorliegen. Rechtlich wäre dafür zwar bis kommendes Jahr Zeit. Kapetanovic möchte die Öffentlichkeit aber weiterhin „so rasch wie möglich umfassend informieren“. Immerhin wurde die erste Information zum Störfall bereits

Resynchronisierung

Systemstabilisierung: Nach der Netzteilung können die unterschiedlichen Frequenzen binnen einer Stunde wieder synchronisiert werden.



am Abend des 8. Janners, gefolgt von weiteren Details am 15. und dann am 26. Jänner 2021, auf den Webseiten der ENTSO-E sowie der APG veröffentlicht. Im Zuge der Energiewende erhalte das Thema Stromversorgung eine entscheidende Bedeutung. Deshalb seien Fragen der Versorgungssicherheit für die Öffentlichkeit von erheblichem Interesse. Behandelt werden in dem Bericht über diese Störung nicht nur die unmittelbar relevanten technischen Fragen, also die des Ausfalls eines wesentlichen Betriebsmittels im Umspannwerk Ernestinovo, sondern auch Faktoren, die sich möglicherweise begünstigend auf den Störfall auswirkten. Dazu gehören etwa weiträumige Energieübertragungen von südöstlichen Ländern Europas in Regionen im Nordwesten.

Bestens vorbereitet
Grundsätzlich ist Österreich auf Störungen im regulären Stromnetzbetrieb bestens vorbereitet. Neben dem ENTSO-E Awareness System, in das die APG einbezogen ist, verfügt das Land über ein „internes“ österreichisches Awareness-System, das auch die an das APG Netz angeschlossenen österreichischen Verteilernetzbetreiber umfasst und als europaweit vorbildlich gilt. Über dieses sehen die österreichischen Verteilernetzbetreiber (DSOs) den Betriebszustand des überregionalen Netzes der APG. Diese wiederum hat den Überblick über die relevante Lage in den Verteilernetzen.
Käme es zu einem Blackout, von dem Österreich betroffen wäre, würde die APG über das österreichische Awareness System den Wiederaufbau der

Stromversorgung koordinieren. Die Aufgabe der DSOs bestünde darin, nach den Vorgaben der APG die Anlagen der Endkunden schrittweise wieder zuzuschalten. Kapetanovic erläutert: „Wir würden den DSOs mitteilen, wie viel an Last wir an welcher Übergabestelle zwischen ihren Netzen und unserem Netz übernehmen können. Die Rolle der DSOs wäre eine sehr wichtige für die Wiederherstellung der Kundenversorgung. Denn an ihren Netzen hängt die weitaus überwiegende Zahl der Anlagen der Endkunden.“
Ferner finden alljährlich mehrmals Trainings zur Bewältigung kritischer Situationen im Netzbetrieb statt. Üblicherweise erfolgt dies bei der DÜtrain, einer Spezialfirma mit Sitz in Duisburg. Angesichts der COVID-19-Pandemie eta-

14:04:48 Uhr Die 400-kV-Leitung zwischen Subotica und Novi Sad in Serbien ist überlastet und fällt aus. In der Folge werden binnen 19 Sekunden 13 220- bzw. 400-kV-Leitungen in Rumänien und Kroatien sowie zwischen Kroatien und Bosnien-Herzegowina ebenfalls überlastet und fallen aus.

14:05:08 Uhr Das europäische Stromnetz wird in einen größeren nordwestlichen und kleineren südöstlichen Teil getrennt. Die Trennlinie verläuft quer durch Kroatien über Serbien und Rumänien bis zur ukrainischen Grenze.

blierte die DÜtrain auch Möglichkeiten für Online-Schulungen und Simulatortrainings, die bereits sehr gut organisiert sind und seit Mitte 2020 laufen.

Überdies bilden die Netzbetreiber ihre Mitarbeiter ständig weiter. Laut Kapetanovic habe der Vorfall vom 8. Jänner gezeigt: „Unsere Leute sind wirklich gut. Sie haben gelernt, die Ruhe zu bewahren und schnellstmöglich die richtigen Ent-

scheidungen zu treffen. Bei einer kritischen Netzsituation gibt es ja keine Zeit für stundenlange Analysen. Da gilt es, in kürzester Zeit das Richtige zu tun.“

Keine Selbstverständlichkeit

Der Verbund sei während des Vorfalls selbst und in den Tagen danach auf Managementebene sowie auf Arbeitsebene „im permanenten Austausch“ mit seiner

Netztochter APG gewesen. „Dieser Vorfall hat sehr klar vor Augen geführt, wie wichtig die grenzübergreifende Zusammenarbeit ist. Aber es wurde auch deutlich, dass unser sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit keine Selbstverständlichkeit ist“, heißt es dazu aus dem Unternehmen. Die Kooperation der europäischen TSOs sowie die Zusammenarbeit der Netz- und Kraft-

werksbetreiber innerhalb Österreichs sieht der Verbund als „Paradebeispiel für gemeinsames Krisenmanagement“.

Der Verbund selbst verfüge als Unternehmen der kritischen Infrastruktur über „eine fix verankerte Krisenstabsorganisation. Potenzielle Krisenszenarien wie Hochwasser, Cyber Security, Blackout etc. werden mehrmals jährlich geübt, regelmäßig auch gemeinsam mit

den Behörden und Einsatzkräften, um sich bestmöglich auf die Realsituation vorzubereiten.“ Bei Stromausfall kann der Verbund nicht zuletzt mit seinen Pumpspeicherkraftwerken dazu beitragen, das Stromnetz wieder in Betrieb zu nehmen.

Wie der Verbund betont, sei Österreich mit einer Ausfallsicherheit von über 99,9 Prozent eines der versor-

„Manche Großkunden mit sensiblen Maschinen spürten die Frequenzabsenkung bereits.“

Das texanische Szenario

Drei jahrzehntelang bestehende Schwächen im Energiesystem des US-Bundesstaates verstärken einander selbst – und wären hierzulande undenkbar.

Der teilweise Zusammenbruch der Stromversorgung in Texas hat drei wesentliche Gründe: mangelnde Integration, fehlende Regulierung – und die Vernachlässigung der Infrastruktur. Diese Schwächen können einander verstärken und so die Gesamtlage verschlimmern. Auslöser des Crashes vom Februar war das Gasnetz: Ohne Gas versagten die Kraftwerke, und ohne Strom brach wiederum die Gasversorgung zusammen.



Erdgas-Bohrloch in Texas: Wintersicherer Infrastruktur zur Förderung und zum Transport von Erdgas zu den Kraftwerken existiert nicht.

Das texanische Gasnetz hat eine Gesamtlänge von 94.300 Kilometern. Rund 123.000 der 491.200 US-amerikanischen Erdgas-Bohrlöcher befinden sich im „Lone Star State“. Während des Kälteeinbruchs froren etliche davon ein. Auch die Gasspeicher ließen sich nicht mit voller Leistung betreiben. Eine wintersichere Infrastruk-

tur zur Förderung und zum Transport von Erdgas existiert nicht.

Viel zu gering sind auch die wintersicheren Reservekapazitäten für die Deckung erhöhten Strombedarfs. Der Regulator PUCT rechnete mit einem Höchstbedarf von 67 Gigawatt an sicher verfügbarer Kraftwerksleistung.

Tatsächlich wären zur Versorgung während der Kälteperiode mindestens 75 GW nötig gewesen. Die Folge: Stromausfälle und Stromrechnungen von bis zu 17.000 US-Dollar.

Zudem fehlen nennenswerte Stromleitungsverbindungen mit den übrigen USA. Seit 1935 ist Texas von den großen

Netzen im Osten und im Westen der USA abgekoppelt. Damals initiierte Präsident Franklin D. Roosevelt ein US-weites Regulierungssystem, dem sich Texas nicht unterwerfen wollte. Versuche, die Netze zu verbinden, scheiterten regelmäßig. Die neueste Initiative „Tres Amigas“ liegt seit Jahren auf Eis.

In Österreich ist ein „texanisches Szenario“ unmöglich. Erstens ist das Land seit langem in den europäischen Übertragungsnetzverbund integriert und kann Strom aus dem Ausland beziehen. Zweitens ist die E-Wirtschaft zum Vorhalten von Kraftwerksreserven verpflichtet. Drittens ist die Erdgas-Infrastruktur winterfest. Das Gas hat einen genau definierten Feuchtegehalt, die Leitungen sind rund einen Meter tief in der Erde verlegt.

Daher sei ihr Einfrieren „grundsätzlich auszuschließen“, betont die Gaswirtschaft.



Voll im Einsatz: Die Laufkraftwerke an der Donau spielten eine maßgebliche Rolle beim Krisenmanagement in Österreich.

Störfall und Kettenreaktion

Eine Frequenzstörung im Umspannwerk Ernestinovo (Kroatien) lässt innerhalb weniger Sekunden Leitungen in Südosteuropa ausfallen.



gungssichersten Länder. Klar ist aus seiner Sicht aber: „Gerade in der Zeit der fortschreitenden Transformation des Stromsystems in Richtung Erneuerbare brauchen wir ausreichend Reserven in allen Bereichen des Stromsystems. Flexibilitäts- und Speicheroptionen, Sektorkopplung sowie der dafür notwendige Netzausbau müssen aus einer ganzheitlichen Perspektive gedacht, geplant und umgesetzt werden.“

Frequenzabsenkung spürbar

Tatsache ist, dass auch manche Verteilernetzbetreiber die Störung zu spüren bekamen. Bei der Netz Niederösterreich beispielsweise hätten sich Großkunden gemeldet, deren „sensible Maschinen die Frequenzabsenkung bereits gespürt haben“, heißt es aus dem Unternehmen. Schwankt die Frequenz zu stark, schalten sich manche Anlagen automatisch ab. Dies kann auch Kraftwerke betreffen. „Und dann wird es kritisch“, warnt die Netz Niederösterreich. Am 8. Jänner habe schnelles Eingreifen der Netzbetreiber, insbesondere der APG, Schlimmeres verhindert.

Und das Bewältigen derartiger Fälle werde „regelmäßig trainiert, um bestmöglich vorbereitet zu sein. Im Ernstfall ist ein gutes Zusammenspiel der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, der öffentlichen Stellen sowie der Einsatzorganisationen das Um und Auf.“ Freilich: Trotz noch so guter Vorbereitung lasse sich ein Blackout nie vollständig ausschließen. Daher gelte es, die Kunden vor den Auswirkungen

14:05:09 Uhr Die Frequenz im nordwestlichen Teil sinkt binnen 15 Sekunden auf 49,74 Hertz (Hz) und stabilisiert sich infolge der einsetzenden Primärregelung und automatisch abgeschalteten 1700 MW der großen unterbrechbaren Kunden (das sind die Verbraucher, welche gegen Abgeltung eine präventive Abschaltung in solchen Fällen als

Dienstleistung anbieten) in Frankreich und Italien anschließend bei etwa 49,84 Hz. Gleichzeitig steigt die Frequenz im südöstlichen Gebiet kurzfristig auf bis zu 50,6 Hz und schwankt, nach automatischer Trennung einiger großer Kraftwerke vom Netz, in der Folge zwischen 50,2 und 50,3 Hz.



Ederer meint ...

42 Sekunden

Der 8. Jänner 2021 muss uns eine Warnung sein.

An jenem Jännertag um exakt 14:04 Uhr und 25,9 Sekunden kam es im kroatischen Umspannwerk Ernestinovo zum Ausfall einer sogenannten Sammelschienenkupplung. Ohne Sicherungsmaßnahmen hätte das zum Zusammenbruch der europäischen Stromversorgung führen können. Doch bereits um 14:05 Uhr und 8,6 Sekunden waren in einer Kettenreaktion insgesamt 14 Höchstspannungsleitungen abgeschaltet. Das europäische Stromnetz wurde in zwei Teile gespalten, die Stabilisierungsmaßnahmen liefen an: binnen 42 Sekunden! Das ist etwa so lange, wie Sie benötigten, um diesen Absatz zu lesen.

Österreich verbrauchte zu diesem Zeitpunkt 480 Megawatt Strom mehr als im Inland erzeugt wurde, Frankreich war zu mehr als 2.000 Megawatt unterdeckt und Spanien zu 4.300 Megawatt. Merken wir uns diese Zahlen: Wenn es Österreich gelingt, die Ökologisierung der Stromversorgung wie geplant voranzutreiben, haben wir im Jahr 2030 aufgrund der Schwankungen bei Wind- und Sonnenstrom Unterdeckungen von gut 8.000 Megawatt und im Sommer eine Strom-Überdeckung von bis zu 11.000 Megawatt. Wie viel das

ist, zeigt ein Vergleich mit der gut ausgebauten österreichischen Wasserkraft. Unsere insgesamt 93 großen Laufwasserkraftwerke – jene mit über zehn MW Leistung – haben eine installierte Leistung von knapp 4.500 MW.

Müssen wir uns also Gedanken um die Versorgungssicherheit machen? Derzeit ist unsere Stromversorgung sicher, wie am 8. Jänner bewiesen wurde. Doch wir dürfen uns keinesfalls auf dem Status quo ausruhen. Sicherheit muss erarbeitet werden. Es sollte klar sein, dass die Verteilernetze bis 2030 ausgebaut werden müssen, denn sie bilden das Rückgrat für das komplexe System an erneuerbaren Erzeugungsanlagen, das bis dahin entstehen soll. Wir werden Reservekapazitäten und Speicher brauchen, um die

„Merken wir uns diese Zahlen: Wenn uns die Energiewende gelingt, haben wir 2030 im Winter Unterdeckungen von gut 8.000 Megawatt und im Sommer Überdeckungen von bis zu 11.000 Megawatt.“

saisonale Unterdeckung auszugleichen. Das Energiesystem der Zukunft erfordert Investitionen, damit es weiterhin so sicher und stabil bleibt, wie wir das seit Jahrzehnten gewohnt sind.

Brigitte Ederer ist Sprecherin des Forum Energiesicherheit, das 2003 anlässlich massiver Stromausfälle in Europa und den USA gegründet wurde. Ziel des Forums ist es, die Bedeutung der Energie-Infrastruktur als Schlüsselfaktor für den Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich ins Bewusstsein zu rücken.

„bestmöglich zu schützen“, vor allem aber, Vorsorge zu treffen, um die Stromversorgung rasch wieder herstellen zu können.

Profis in den Warten

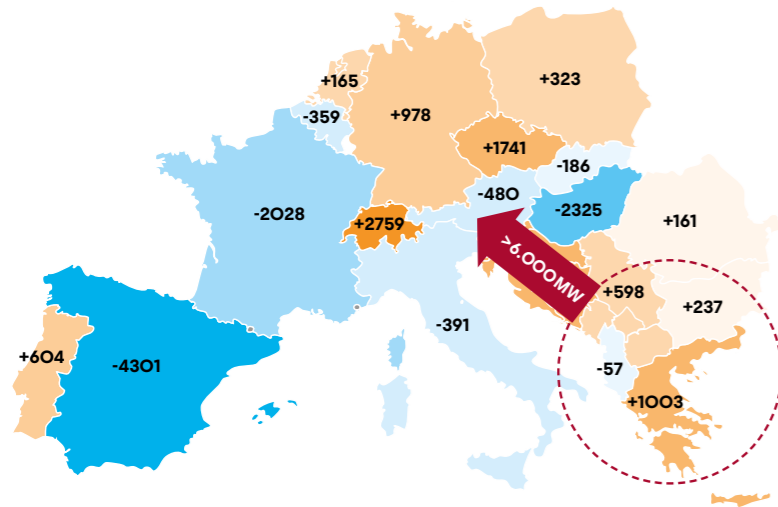
Laut Gerhard Fida, dem Geschäftsführer der Wiener Netze, hätten „die meisten Kunden in unserem Versorgungsgebiet den Vorfall kaum oder gar nicht

„Manche Großkunden mit sensiblen Maschinen spürten die Frequenzabsenkung bereits.“

bemerkt“. Die Wiener Netze seien über das AAS mit den anderen österreichischen Netzbetreibern in ständigem Kontakt. Und die automatischen Systeme zur Netzstabilisierung hätten „tadellos funktioniert“, schildert Fida. Die Leitwarten der Wiener Netze seien „rund um die Uhr mit Profis besetzt“. Auch werde die Bewältigung unterschiedlichster Krisensituationen „mehr-

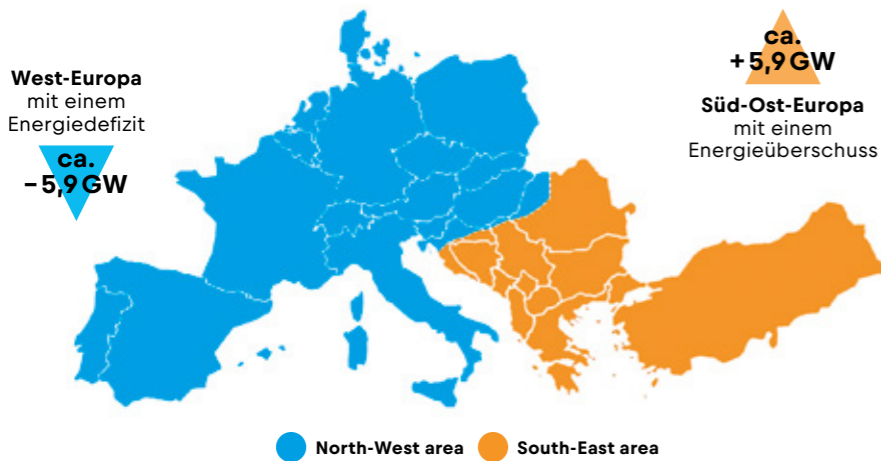
Überlastungen

Hohe Stromzuflüsse aus dem Südosten (Erzeugungsüberschuss) nach Nordwesten belasten das SEE-Netz.



Netztrennung

Trennung des Netzes in zwei „Synchroninseln“



Die Incidents Classification Scale (ICS)

Die Incidents Classification Scale (ICS) ist das ENTSO-E-System zur Einstufung von Störfällen gemäß der EU Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019.

Die ICS beruht in ihrer gegenwärtigen Anwendung auf der Verordnung der EU-Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb vom 2. August 2017. Die ICS teilt die möglichen Störfälle im Stromnetz in vier Kategorien ein. Stufe 0, „Anomaly“, umfasst nicht alltägliche Ereignisse, die aber keine Auswirkungen auf den sicheren Netzbetrieb haben. Dies betrifft etwa kurzfristige Verminderungen der Reservekapazität.

Unter Stufe 1, „Noteworthy incident“, werden beispielsweise Verletzungen des N-1-Kriteriums verstanden, bei dem ein wesentliches Mittel für den sicheren Betrieb eines Stromnetzes ausfällt, etwa eine wichtige Leitung oder ein leistungsstarkes Kraftwerk. Stufe 2, „Extensive incident“, beschreibt Vorfälle wie jenen vom 8. Jänner 2021, wo es zu großflächigen Frequenzabweichungen kam.

Unter der Stufe 3 werden schließlich die schwerwiegendsten Störungen im Stromnetzbetrieb verstanden, insbesondere Blackouts.

mals im Jahr“ geprobt. Für den – unwahrscheinlichen – Fall eines Blackouts besteht ein österreichweiter Notfallplan: „Gelingt der österreichweite Aufbau, wird – bildlich gesprochen – der Wiener Stecker wieder in die überregionale Steckdose gesteckt.“ Gelingt der überregionale Wiederaufbau der Stromversorgung vorerst nicht, kann Wien seine eigenen Kraftwerke für die regionale Versorgung nutzen. „Wien ist stabil – und bleibt es auch“, betont Fida und fügt hinzu: „Mit einer Versorgungssicherheit von 99,99 Prozent sind die Wiener Netze weltweit eines der besten und sichersten Energienetze für mehr als zwei Millionen Kunden.“ Insgesamt investiert sein Unternehmen bis 2025 rund 1,5 Milliarden Euro in die Netzinfrastruktur, darunter neue Umspannwerke, stärkere Leitungen und „intelligente“ Trafos. Weiterhin unverzichtbar für die sichere Stromversorgung seien laut Fida aber auch „regelbare Kraftwerke und Speichermöglichkeiten“. Nur damit würden sich die gefürchteten „kalten Dunkelflauten“ sowie kritische Netzzustände bewältigen lassen.

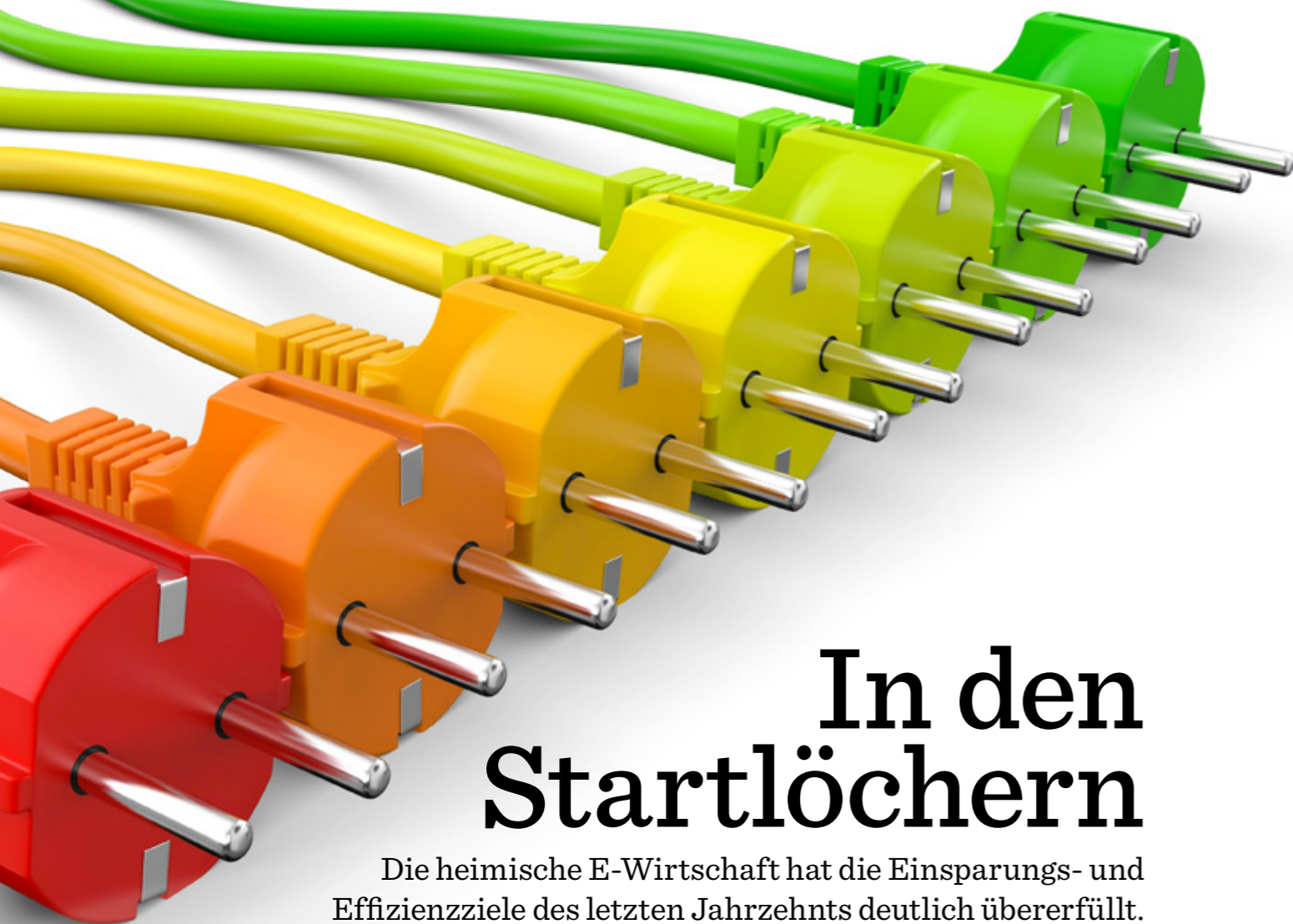
Langfristig sicherstellen

Die Bedeutung der flexiblen Gaskraftwerke zeigte sich bei dem Vorfall am 8. Jänner mehr als deutlich. Die Wien Energie etwa fuhr ihre Kraftwerke Simmering und Donaustadt auf Hochtouren und konnte so einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten, heißt es aus dem Unternehmen. Käme es zu einer noch schwerwiegenderen Störung, im Extremfall einem Blackout, würde die Wien Energie „in enger Zusammenarbeit mit den Wiener Netzen und der APG eine regionale Versorgungsinsel“ aufbauen. Diese würde betrieben, bis die überregionale Stromversorgung wieder hergestellt sei. Und, so heißt es aus dem Unternehmen: „Für Wien Energie ist klar, dass wir Versorgungssicherheit auch langfristig sicherstellen müssen. Dafür ist der Ausbau erneuerbarer Energien, aber auch der Einsatz flexibler und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wesentlich.“

14:09:00 Uhr Mit den Maßnahmen ist es gelungen, die Abweichungen der Frequenz vom Normalwert (50 Hz) im nordwestlichen Teil auf 0,1 Hz zu verringern. Bis 14:29 Uhr erreicht die Frequenz in dem südöstlichen Teil einen Wert von 50,2 Hz und schwankt anschließend innerhalb der Sicherheitsmarge zwischen 49,8 und 50,2 Hz.

14:47:00 Uhr Im nordwestlichen Netzgebiet können die Anlagen der Kunden mit den unterbrechbaren Verträgen wieder ans Netz genommen werden.

15:08:00 Uhr Die Störung ist bewältigt. Das nordwestliche und das südöstliche Netzgebiet werden wieder verbunden.



In den Startlöchern

Die heimische E-Wirtschaft hat die Einsparungs- und Effizienzziele des letzten Jahrzehnts deutlich übererfüllt. Für die erforderlichen Maßnahmen des neuen Jahrzehnts müssen jedoch endlich Rahmenbedingungen gefunden werden.

Noch ist nicht absehbar, ob Österreich sein Ziel gemäß der seinerzeitigen Energieeffizienzrichtlinie der EU erreicht. Laut dem Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG), mit dem die Richtlinie umgesetzt wird, hätte der Endenergiebedarf im Jahr 2020 nicht mehr als 1.050 Petajoule (PJ) betragen dürfen. Laut den neuesten verfügbaren Zahlen lag er 2019 indessen bei 1.139 PJ, also um etwa 8,5 Prozent über dem Zielwert. Allerdings besteht Hoffnung: Aufgrund der COVID-19-Pandemie dürfte der Endenergiebedarf 2020 massiv eingebrochen sein. Unerwartet könnte das Ziel somit doch erreicht werden.

Bereits jetzt steht aber fest: Die Energiewirtschaft trug entscheidend zur Verbesserung der Energieeffizienz bei. Insgesamt hat sich Österreich dazu verpflichtet, im Zeitraum 2014 bis 2020 insgesamt 310 Petajoule Einsparungen mittels Effizienzmaßnahmen zu setzen. Rund die Hälfte sollten durch politische Instrumente (Förderungen, Steuern etc.) erzielt werden, die zweite Hälfte sollte von Energielieferanten erbracht werden. Laut BMK hätten die Lieferanten dabei sogar „eine Übererfüllung sowohl bei der Haushaltsquote als auch beim gesamten Einsparziel er-

reicht“. Lediglich fünf von 430 verpflichteten Unternehmen schafften entweder die Haushaltsquote von 40 Prozent der gesetzten Maßnahmen oder das Gesamtziel bzw. beide Ziele nicht. Bei den Effizienzmaßnahmen im Haushaltsbereich hätten laut Michael Baminger, dem Geschäftsführer der Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH, „pragmatische Lösungen, die vielfach von den Kunden gut angenommen wurden“ dominiert. Beispielsweise stellten die Energielieferanten Haushalten LEDs kostenlos zur Verfügung. Auch unterstützten sie den Einbau von Wärme-

Österreichs Energie
Kongress
2021
Von 21. bis 22. April
energiekongress.at

Mehr zum Thema? Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!

reicht“. Lediglich fünf von 430 verpflichteten Unternehmen schafften entweder die Haushaltsquote von 40 Prozent der gesetzten Maßnahmen oder das Gesamtziel bzw. beide Ziele nicht. Bei den Effizienzmaßnahmen im Haushaltsbereich hätten laut Michael Baminger, dem Geschäftsführer der Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH, „pragmatische Lösungen, die vielfach von den Kunden gut angenommen wurden“ dominiert. Beispielsweise stellten die Energielieferanten Haushalten LEDs kostenlos zur Verfügung. Auch unterstützten sie den Einbau von Wärme-

pumpen, einen Haushaltsgerätetausch oder bspw. den Dichtungstausch bei Fenstern. Baminger zufolge sei es nicht immer einfach gewesen, „sinnvolle Kosten-Nutzen-Relationen darzustellen“. Es war daher wichtig und sinnvoll, eine Vielzahl von niederschweligen und unbürokratischen Maßnahmen zu haben.

Bei Industrie- und Businesskunden ging es um sehr individuelle Projekte, bei denen beispielsweise Anlagen verbessert und Effizienzpotenziale im Gewerbe gehoben wurden. „Unternehmen, die viel Energie verbrauchen, sind sehr kreativ bei der Suche nach entsprechenden Lösungen – auch ohne staatliche Verpflichtung“, erläutert Baminger.

Eckpunkte festgelegt.

Abzuwarten bleibt, wie Österreich auch unter den Bedingungen die „neue“ EU-Energieeffizienzrichtlinie aus dem Jahr 2018 (EED 2018) umsetzt. Das dazu vorgesehene neue EEffG hätte bis spätestens 25. Juni 2020 beschlossen werden müssen. Bis dato hat das BMK noch keinen Entwurf vorgelegt. Allerdings



Herausforderung: Im Haushaltsbereich sei es nicht einfach gewesen, bei Energieeffizienzmaßnahmen „sinnvolle Kosten-Nutzen-Relationen darzustellen“.

ergibt sich aus der EED 2018, dass Österreich bis 2030 kumulierte Endenergieeinsparungen von 500 PJ nachweislich erbringen muss. Im BMK wird sogar ein Einsparungsziel von 700 PJ oder mehr (kumuliert) überlegt. Damit würde die – ohnehin ambitionierte – EU-Vorgabe um etwa 40 Prozent oder darüber hinaus überschritten. Um dieses Ziel zu erreichen, setzt die Bundesregierung weiterhin auf eine Kombination aus „strategischen“ Maßnahmen wie Steuern, Förderungen, Normen und Standards einerseits und einer Verpflichtung für Energielieferanten andererseits.

Für die Energiewirtschaft sind vor allem folgende Punkte relevant: Die Energielieferanten werden weiterhin verpflichtet sein, Maßnahmen zur Endenergieeinsparung bei ihren Kunden zu setzen. Die bisherige Verpflichtung, jährlich Einsparungen in Höhe von 0,6 Prozent des Vorjahresabsatzes nachzuweisen, solle sich laut BMK um 20 Prozent auf 0,72 Prozent erhöhen. Überdies wird ein Fonds eingerichtet, um Energieeffizienzmaßnahmen in Haushalten zu finanzieren. Besonders berücksichtigt würden dem Bericht zufolge „soziale Härtefälle“. Anders als bisher sind die Zahlungen an den Fonds nicht als „Strafe“ für die Zielverfehlung gedacht, sondern als Alternative für Energieeffizienzmaßnahmen.

Erhebliche Einschränkungen sind hinsichtlich der Anrechenbarkeit von Maßnahmen vorgesehen: Zahlreiche, bisher gültige Maßnahmen sollten künftig nicht mehr anrechenbar sein, weil sie als „Stand der Technik“ gelten und demnach das Kriterium der Zusätzlichkeit nicht mehr erfüllen würden, so die Erklärung des BMK. Außerdem solle der Wechsel zu Technologien auf Basis fossiler Energieträger keine anrechenbare Maßnahme mehr darstellen. Anders gesagt: Maßnahmen, bei denen eine alte Ölheizung durch eine moderne Anlage ersetzt wird, kommen nicht mehr in Frage. Geplant ist auch, die Pflicht zur regelmäßigen Durchführung von Energieaudits auf einen größeren

Fakten zur Energieeffizienz



A ■ Zahlreiche, bisher anrechenbare Einsparungsmaßnahmen, wie z. B. ein Ölheizungstausch, sollen künftig nicht mehr auf das Einsparungsziel bis 2030 anrechenbar sein, weil sie als „Stand der Technik“ gelten.

B ■ Das Energieeffizienzgesetz ist 2020 ausgelaufen. Maßnahmen, die heuer gesetzt werden, sollen für die kommende Periode anrechenbar sein. Problematisch allerdings: Die exakten Vorgaben sind noch unbekannt.

C ■ Die E-Wirtschaft wird weiterhin zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Es braucht jedoch dringend Rechtssicherheit – um Planungssicherheit zu schaffen.

„Bei jedem sinnvollen System sind wir gerne dabei“

Michael Baminger, Vorsitzender AK Endenergieeffizienz bei Oesterreichs Energie und Geschäftsführer Energie AG Vertrieb GmbH, über die Erfahrungen der E-Wirtschaft mit dem bisherigen Energieeffizienzgesetz.

Wie kam die E-Wirtschaft mit dem bisherigen Energieeffizienzgesetz zurecht? Laut dem aktuellen Umsetzungsbericht hat sie ihre Verpflichtung insgesamt übererfüllt.

MICHAEL BAMINGER: Das ist richtig. Bereits vor dem EEffG bestand eine freiwillige Vereinbarung der Branche zum Setzen von Energieeffizienzmaßnahmen. Und wir haben bewiesen, dass wir unsere Verpflichtungen ernst nehmen. Freilich können wir nicht entscheiden, ob ein Kunde Effizienzmaßnahmen setzt, sondern diese Entscheidung nur begünstigen.

Auch waren manche Details der Lieferantenvpflichtung nicht optimal ausgestaltet. Aber das ändert nichts an unserem grundsätzlichen Bekenntnis zur Energieeffizienz.

Mit Jahresende lief das bisher geltende EEffG aus. Für das neue Gesetz gibt es noch keinen Entwurf. Wie gehen Sie damit um?

BAMINGER: Wir als Branche sind im intensiven Kontakt mit dem Bundesministerium für Klimaschutz und Energie. Wir hoffen auf eine rasche Regelung, die auch den Übergangszeitraum zwischen dem Auslaufen des „alten“ EEffG am 31. Dezember 2020 und dem Inkrafttreten des „neuen“ Gesetzes abdeckt. Unabhängig davon werden wir weiterhin Maßnahmen setzen, die sinnvoll sind. Wir sehen das Thema Energieeffizienz nicht nur als Pflicht, sondern stark im Kontext mit Kundenbindung und Kundenservice. Hinsichtlich der Rahmenbedingungen und Anrechenbarkeit erwarten wir aber pragmatische und faire Regelungen – die Branche kann für die Verzögerung nichts dafür.

Laut dem Fortschrittsbericht 2020 der Bundesregierung bezüglich der Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie wird die Lieferantenvpflichtung voraussichtlich verschärft. Wie beurteilen Sie das?

BAMINGER: Entscheidend wird sein: Wie hoch ist Österreichs Energieeffizienzziel und wie können wir dieses effizient erreichen? Bei jedem sinnvollen System sind wir gerne dabei. Klar ist: Die Lieferantenvpflichtung kann immer nur ein Teil der Lösung sein. Wir wollen und werden unseren Beitrag leisten, dafür muss das Sys-

tem gut ausgestaltet werden. Wir sind dazu in konstruktiven Gesprächen mit dem BMK, würden uns aber etwas mehr Tiefgang wünschen.

Eingerichtet werden soll ein Fonds zur Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen in Haushalten...

BAMINGER: Alles, was Flexibilität schafft, ist sinnvoll. Über die Details sollte noch gesprochen werden, damit es unbürokratisch umgesetzt werden kann.

Wie kommentieren Sie, dass der Wechsel zu Technologien auf Basis fossiler Energieträger keine anrechenbare Maßnahme mehr darstellen wird?

BAMINGER: Es fragt sich, ob das für das Erreichen des Gesamtziels hilfreich ist. Beim Erreichen ambitionierter Effizienzziele sollten wir ohne ideologische Scheuklappen vorgehen und überall für Effizienzsteigerung sorgen. Die Sektorkopplung wird die Bedeutung elektrischen Stroms im Energiesystem erhöhen, gerade in den Bereichen Raumwärme und Verkehr, in denen viel fossile Energie verbraucht wird. Das ist auch im Sinne der Dekarbonisierung.

„Klar ist: Die Lieferantenvpflichtung kann immer nur ein Teil der Lösung sein.“

Michael Baminger,
Vorsitzender AK Endenergieeffizienz
bei Oesterreichs Energie

Kreis auszuweiten, konkret auf Klein- und Mittelbetriebe mit einem Strombedarf von mindestens zwei Gigawattstunden (GWh) pro Jahr bzw. einem jährlichen Gasbedarf von mindestens 2,778 GWh. Bisher galt diese Pflicht nur für „große“ Unternehmen im Sinne des EEffG. Ein weiterer Eckpunkt ist die (weitere) Steigerung der Qualität der thermischen Gebäudesanierungen, mit denen der Bedarf an Energie für Heizzwecke erheblich vermindert werden kann. Konkret plant das BMK die Pflicht zur „Erstellung eines Sanierungskonzepts bei jeder geplanten größeren Renovierungsmaßnahme, einen Förderschwerpunkt für ökologisch vorteilhafte Sanierungen und Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut“.

Rechtssicherheit muss geschaffen werden.

Vorgesehen ist seitens des BMK, in das neue EEffG Übergangsbestimmungen

„Die Energiewirtschaft hat eine Übererfüllung sowohl bei der Haushaltsquote als auch beim gesamten Einsparziel erreicht.“

Umsetzungsbericht zur
Energieeffizienz des Klimaschutz-
und Energieministeriums (BMK)

für das heurige Jahr aufzunehmen. Erst ab dem Inkrafttreten entstehen den Energielieferanten und den betroffenen Unternehmen neuerliche Verpflichtungen bis 2030. Die Branche geht dabei davon aus, dass die verspätete Umsetzung des Gesetzes nicht zu Lasten der Lieferanten geht.

Zudem müssen aus der Sicht von Oesterreichs Energie bis zum Inkrafttreten des neuen EEffG die bisherigen Bestim-

mungen über die Anrechenbarkeit von Maßnahmen angewandt werden, um eine klare Grundlage zu haben.

Grundsätzlich ist für Oesterreichs Energie klar: Die E-Wirtschaft ist bereit, auch weiterhin angemessen zur Steigerung der Energieeffizienz beizutragen. Eine wesentliche Möglichkeit dafür ist der Einsatz von Strom in den Bereichen Gebäude und Mobilität. Gerade dort sind nach allgemeiner Einschätzung die größten Potenziale für Energieeffizienzmaßnahmen zu finden. Sie zu heben, würde auch die Bestrebungen unterstützen, Österreich bis 2040 „klimaneutral“ zu machen, wie es das aktuelle Regierungsprogramm vorsieht. Das Motto muss daher lauten: „Mehr Effizienz durch mehr Strom.“ Die Bundesregierung ist aufgerufen, ehestmöglich Rechtssicherheit und damit auch Planungssicherheit zu schaffen. Nur so können die Unternehmen der E-Wirtschaft zielgerichtet agieren.



Mit Sicherheit in die Energiezukunft

Oesterreichs Energie
Kongress 2021 21.–22. April
digital



Richard David Precht
Philosoph



Leonore Gewessler
Bundesministerin für
Klimaschutz und Energie



Johannes Hahn
EU-Kommissar für
Haushalt und Verwaltung



Armin Nassehi
Soziologe



Magnus Brunner
Staatssekretär für
Klimaschutz und Energie

Jetzt
anmelden!
energiekongress.at



Operation am

Nervenstrang

Die Reparatur eines 380-kV-Erdkabels ist eine wochenlange Operation am offenen System der Stromversorgung. Strom Linie war dabei, als in Wien ein Nervenstrang erneuert wurde.

380-KV-Erdkabel:
15 cm dick und aus
vielen einzelnen
dünneren Drähten
bestehend, die mit
vielen isolierenden
Schichten voneinander
getrennt sind.





Hochspezialisiert: Nur drei Unternehmen weltweit können Reparaturen wie diese durchführen.

Es ist vermutlich bei Bauarbeiten passiert, Schuld war ein unachtsamer Baggerfahrer. Im August haben Mitarbeiter der Wiener Netze eine Störung im unterirdisch verlegten Hochspannungskabel unter dem Verkehrsknoten Linke Wienzeile entdeckt. Es war nur leicht eingedrückt, doch das Kabel musste sofort stillgelegt und inspiziert werden. „Es gibt für jeden Stromanschluss mindestens eine zweite Anpeisung als Backup, quasi eine redundante Absicherung“, sagt Christian Call, Sprecher der Wiener Netze. Eine kurzfristige Abschaltung war also kein Problem. Was bei der Inspektion gefunden wurde jedoch schon: Einige wenige der leitenden Drähte einer Litze waren beschädigt – und mussten, um die Leitung wieder zu hundert Prozent funktionsfähig zu machen, repariert werden.

16 Meter.

Im Vergleich zu einer Freileitung ist die Reparatur eines Erdkabels wesentlich aufwendiger und nimmt um ein Vielfaches mehr Zeit in Anspruch. Ein Erdkabel ist wesentlich komplexer aufgebaut als eine Freileitung. Eine ausgeklügelte Isolation besteht aus vielen Schichten, die auf wenigen Zentimetern Spannung von 230 Tausend Volt innerhalb von 23 mm auf null abgebaut werden. Als Anfang Oktober mit den Reparaturarbeiten begonnen werden konnte, musste nach dem Ausheben der Arbeitskünette vorerst das Kabel auf einer Länge von 16 Metern komplett freigelegt werden.



Mehr zum Thema? Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!

Minus 196 Grad. Dann lag es also frei, das 380-kV-Erdkabel, 15 cm dick und aus vielen einzelnen dünneren Drähten bestehend, von vielen isolierenden Schichten getrennt. Die Herausforderung: Das Kabel musste an der richtigen Stelle geschnitten und seitlich verschwenkt werden – und zwar bei min-

destens 196 Grad unter null. Denn die Isolierung der drei einzelnen Phasenleiter besteht aus einer dicken Schicht Spezialpapier, die mit einer speziellen biologisch abbaubaren Isolierflüssigkeit getränkt ist. Beträgt die Temperatur beim Schnitt über 196 Grad minus, kann die Isolierflüssigkeit auslaufen.

Nervenenden.

Es braucht internationale Experten – nur drei Unternehmen weltweit können solche Operationen durchführen –, um den nächsten Schritt zu gehen: Die stromführenden Litzen müssen unter diesen Bedingungen wie einzelne Nervenfasern verbunden und mit Isolierschicht aufgebaut werden. Die Verbindung stellte eine sogenannte Muffe, vergleichbar mit einer riesigen Klemmverbindung, dar: Diese wurde speziell für die Reparatur an der Wienzeile entwickelt. „Das hat die Reparaturdauer enorm verkürzt“, sagt Christian Call von den Wiener Netzen. Dauert eine solche normalerweise vier bis sechs Monate, war man in Wien mit der Wiederinstandsetzung schon in drei Monaten fertig.

Nur drei Unternehmen weltweit können eine solche Operation durchführen.

Spezialwissen.

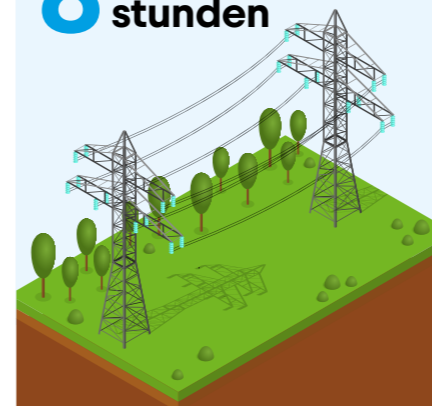
Besonders stolz ist man in Wien auf die neu entwickelte Spezialmuffe. Diese konnte die Arbeitszeit direkt am unterirdischen Kabel von mehreren Wochen auf nur 11 Tage reduzieren. Die Herstellung und Lieferung dieser Spezialmuffe dauert üblicherweise über sechs Monate. Von den Produzenten existieren nur mehr einer in Europa und drei weltweit, in Österreich wurde die Produktion bereits vor vielen Jahren eingestellt. Das Problem: Die Halbwertszeit von Wissen beträgt nur mehr drei oder vier Jahre, daher müssen die Monteure permanent diese Arbeiten durchführen, um nichts zu verlernen. Um für zukünftige Ereignisse vorbereitet zu sein, haben die Wiener Netze insgesamt drei Muffen bestellt und zwei davon auf Lager gelegt.

Fakt

Durchschnittliche Reparaturdauer ...

... einer Freileitung:

8 Arbeitsstunden



... eines Erdkabels:

730 Arbeitsstunden

Quelle: CIGRE.org



Nach der Kühlung auf -196 Grad: Die stromführenden Litzen müssen einzeln verbunden und mit Isolierschicht aufgebaut werden. Die Muffe wurde speziell für die Reparatur in Wien entwickelt.

FOTOS: MATTHIAS HESCHL



Versorger leisten Pionierarbeit für Vernetzung und Stromgewinnung im Haushalt

Smart Metering Güte vor Quote

Schnittstellen fürs Smart Home, Kontaktpunkte für zukünftige Energiegemeinschaften bei penibler Umsetzung des Datenschutzes: Beim Smart-Meter-Rollout leisten heimische Netzbetreiber Pionierarbeit im Dienste der Stromkunden.

An Herausforderungen beim Smart-Meter-Rollout mangelt es gerade den österreichischen Netzbetreibern wahrlich nicht. Vor dem Beginn des Rollouts sei es notwendig gewesen, eine Reihe von Festlegungen zu treffen, berichtet der Sparten Sprecher Netze von Oesterreichs Energie, Franz Strempl (siehe Interview). Diese betrafen die sichere

Kommunikation der Zähler mit den neu zu errichtenden Zentralsystemen, aber auch die Datenverarbeitung sowie den sicheren Betrieb und Überwachung der Zähler. Notwendig war ferner die Definition der österreichweit einheitlichen Use-Cases. Überdies musste geklärt werden, wie die neuen Systeme in die Bestandssoftware einzubinden sind. Dies alles war den Ausschreibungen zugrunde zu legen und in weiterer Folge von den Anbietern umzusetzen. Bei den Anforderungen an die Technik und an die Prozesse waren ferner neue rechtliche

Vorgaben zu berücksichtigen, insbesondere die Datenschutz-Grundverordnung der EU und das Netzwerk- und Informationssicherheitsgesetz. Vorkehrungen hätten die Netzbetreiber laut Strempl auch zur Umsetzung „der national forcierten Energiewende“ getroffen. Sie haben flexibles Vorgehen beim Rollout zugesichert und gewährleisten damit die zeitgerechte Ausstattung aller Teilnehmer an den künftigen Energiegemeinschaften mit Smart Metern. Ihre Flexibilität haben die Netzbetreiber bereits in den vergangenen Jah-

ren bei der Umsetzung der „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ auf Basis des EWOG unter Beweis gestellt.



Mehr zum Thema? Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!

Pionierarbeit.

Die Kärnten Netz habe zurzeit rund 169.000 Geräte installiert und somit einen Ausrollungsgrad von knapp 55 Prozent erreicht, berichtet Gerald Obernosterer, der Leiter des Netzmanagements. Ihm zufolge sei der Rollout ein wahres „Megaprojekt. Es geht ja nicht nur darum, die Zähler zu installieren. Man muss die zugehörigen Back-end-Systeme aufbauen und diese in die übrigen Softwaresysteme des Unternehmens integrieren.“ Notwendig seien ferner umfangreiche Prozessumstellungen: „Alles muss voll digitalisiert werden.“ Rund 95 Millionen

Euro und 55.000 Eigenleistungsstunden wendet die Kärnten Netz für den Rollout auf. Sie führt diesen ausschließlich mit eigenen Mitarbeitern durch und hat dafür zusätzliches Personal aufgenommen. Überdies hätten die österreichischen Verteilernetzbetreiber laut Ober-

nosterer einmal mehr Pionierarbeit geleistet: Rechtlich vorgeschrieben ist, dass jeder Smart Meter über eine Kundenschnittstelle zu verfügen hat. Allerdings gibt es keine Vorgaben hinsichtlich deren Ausgestaltung. Daher werden unterschiedliche Gerätetypen eingesetzt. Die Folge: Eine über die Schnittstelle verfügbare Smart-Home-Lösung, die in Kärnten entwickelt wurde, funktioniert zwar dort, nicht aber in Wien oder im Burgenland. Des-

halb ließen die österreichischen Netzbetreiber einen Adapter entwickeln, über den sich die Schnittstelle auf der Kundenseite vereinheitlichen lässt. Besonders erfreulich: Die EU-weite Ausschreibung des Adapters gewann eine oberösterreichische Firma, die diesen nun entwickelt. Obernosterer: „Wir tun nicht nur, wozu wir verpflichtet sind, sondern kümmern uns selbstverständlich um die Bedürfnisse unserer Kunden.“

Mammutaufgabe.

Die Wiener Netze haben eine Mammutaufgabe zu bewältigen: Insgesamt müssen in den kommenden Jahren rund 1,6 Millionen Smart Meter installiert werden. Der Rollout wird mit einem Konsortium aus Siemens, Landis+Gyr und Iskraemeco umgesetzt: „Im Sinne des langfristigen Umbaus und der Digitali-

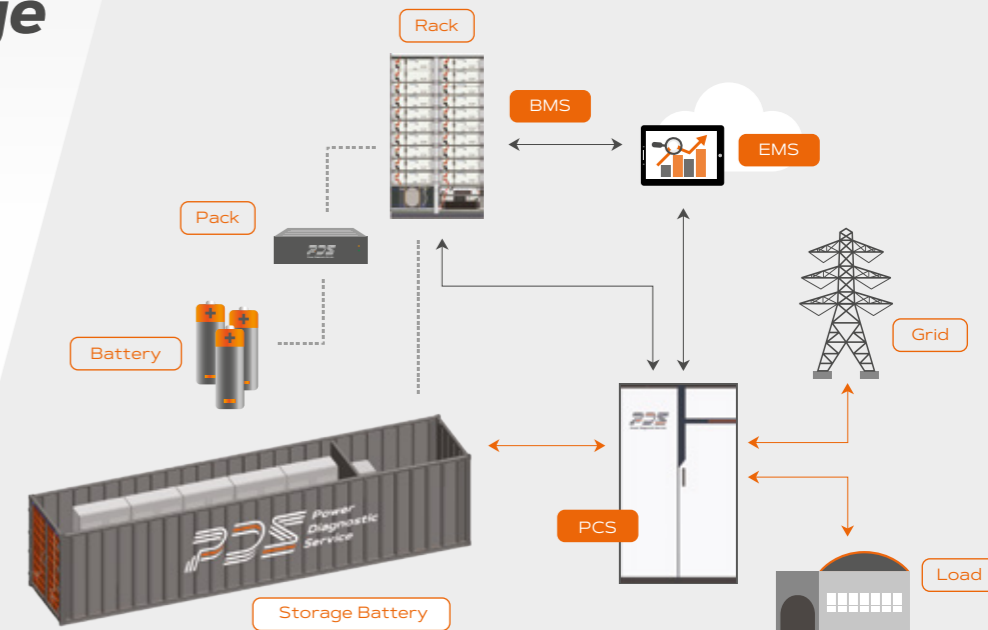
Energy Storage Systems

Energiespeicherlösungen für Energieversorger und industrielle Anwendungen

Container inkludiert Batterieracks, Schaltgeräte, Inverter, HVAC
BMS - Battery Management System
20-Fuß-Container bis zu 1,2MWh
40-Fuß-Container bis zu 2,4MWh

Modular, skalierbar und schnell einsatzbereit

Ihr Ansprechpartner:
Predrag Nikolic
+43 676 40 20 799



sierung des Energiesystems steht für die WienerNetze Qualität vor Quantität.“ Die Wiener Netze haben dazu ein umfangreiches Smart-Meter-Webportal etabliert, welches ständig im Sinne der Kunden weiter ausgebaut wird. Hinzu kommt im Laufe des Jahres ein eigens für Großkunden entwickeltes Businessportal mit einer Vielzahl von neuen Funktionen. Unvorhersehbare Probleme beim Roll-out bereitete die COVID-19-Pandemie. Insbesondere im Zuge des „ersten Lock-downs“ vom Frühjahr



Gut unterwegs: Bei den Netzbetreibern schreitet der Smart-Meter-Rollout zügig voran.

Rund 95 Millionen Euro wendet Kärnten Netz für den Rollout im südlichsten Bundesland auf.

Gerald Obernosterer, Leiter Netzmanagement Kärnten Netz GmbH

2019 kam es zu Produktionsausfällen bei den Herstellern und zu Stillständen bei der Lieferung von Geräten. Auch war es zeitweilig nicht möglich, Kunden aufzusuchen.

Europaweiter Gleichklang.

Insgesamt müssen die österreichischen Verteilernetzbetreiber (DSOs) rund sechs Millionen digitale Stromzähler installieren. Der Investitionsbedarf für

den Aufbau der gesamten Infrastruktur für das neue, „intelligente“ Messsystem beläuft sich auf rund 1,8 Milliarden Euro. Wie eine Rundfrage unter den DSOs zeigt, schreiten die Arbeiten überall zügig voran. Einige haben diese sogar bereits abgeschlossen. „Jedenfalls befindet sich Österreich im Gleichklang mit den anderen europäischen Mitgliedstaaten“, heißt es seitens Oesterreichs Energie.

„Beim Datenschutz gehen wir kein Risiko ein“

Drei Fragen zum Smart-Meter-Rollout an Franz Streppl, den Spartensprecher Netze von Oesterreichs Energie.

Was ist der aktuelle Stand beim Smart-Meter-Rollout?

FRANZ STREMPFL: Alle Netzbetreiber treiben den Rollout mit voller Kraft voran, um daraus einerseits einen Mehrwert für alle Kunden zu schaffen, und andererseits einen wertvollen Beitrag für die Dekarbonisierung zu leisten. Viele sind sehr weit, nicht zuletzt, da sie aufgrund unterschiedlicher Investitionszyklen lange vor Inkrafttreten der IME-VO Handlungsbedarf hat-

ten. Auch später waren die seitens der Lieferanten angebotenen Systeme zur Sicherstellung einer sicheren Datenübertragung und zur Abbildung aller notwendigen Use-Cases mit großem Aufwand zu erweitern. Daher waren vielfach zeitaufwendige und komplexe Entwicklungsprojekte umzusetzen.

Betraff die mangelnde technische Reife auch Sicherheits- und Datenschutzaspekte?
STREMPFL: Das war ein

ganz wichtiger Punkt, auch angesichts neuer rechtlicher Vorgaben. Für uns hat die Sicherheit der Daten unserer Kunden höchste Bedeutung. Da gehen wir kein Risiko ein.

Die EU hat das Rollout-Ziel von 80 Prozent bis Ende 2020 auf Ende 2024 verschoben. Sollte die IME-Verordnung entsprechend geändert werden?

STREMPFL: Das wäre sinnvoll und würde rechtliche Unsicherheiten beheben.



Franz Streppl, Spartensprecher Netze von Oesterreichs Energie

Aus den eingangs genannten Gründen werden die Netzbetreiber eine Rollout-Quote von fast 100 Prozent umsetzen. In Hinblick auf die Anforderungen aus der Energiewende garantieren die Netzbetreiber die flexible Gestaltung des Smart-Meter-Rollouts.

BEIGESTELLT

Warum Österreich ruhig schlafen kann, wenn es dunkel wird



Mit weniger als 30 Minuten ungeplanter Versorgungsunterbrechung gehört Österreichs Stromnetz zu den sichersten der Welt. Smarte Systeme und flexible Kraftwerke gleichen Schwankungen von Verbrauch und Produktion im Sekunden-takt aus.

Weil Energie in unserer Natur liegt.

Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.
Informieren Sie sich auf www.oesterreichsenergie.at

e oesterreichs energie.



Strom aus Österreich
sicher, sauber und leistungsfähig

Die Strom-Macher

Sie sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen: die tausenden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Energiewirtschaft. Strom Linie lässt in jeder Ausgabe zwei von ihnen selbst zu Wort kommen: Hier erzählen sie von ihrer Motivation, ihrer Verantwortung und ihrem beruflichen Alltag.



Name
Nicole Kassar
Unternehmen
Wiener Netze GmbH
Funktion
**Unternehmenskommunikation
Smart Metering**

„Seit ich hier bin, hat kein Tag dem anderen geglichen. Manche mag das abschrecken. Ich liebe das.“

Nicole Kassar, Wiener Netze GmbH

Für meinen Job brauche ich vor allem eines: Freude an der Begegnung. Und auch ein gutes Stück Bestimmtheit und Konsequenz. Wer wie ich seine Freizeit als Turnierreiterin vor allem im Reitstall verbringt, kann beides auch außerhalb der Bürostunden üben. Ja, ich nehme aus dem Umgang mit Pferden sehr viel mit, das mir auch in meinem Job hilft. Bei den Wiener Netzen bin ich für die gesamte Kommunikation rund um das Thema Smart Meter zuständig. Da muss ich mich einerseits in meine Gesprächspartner gut hineinversetzen, aber, wenn nötig, auch Durchhaltevermögen im konsequenten Verfolgen der Ziele zeigen.

Doch das ist nur ein kleiner Ausschnitt meiner Tätigkeit. Was mich

daran von Anfang an fasziniert hat – ich bin seit 2017 in meiner jetzigen Position –, ist die Vielfalt. Früher als Pressesprecherin war ich nur mit einem Teil dessen befasst, was ich heute mache. Heute treffe ich nicht nur Journalisten zu Hintergrundgesprächen und erkläre ihnen, wie wir es schaffen werden, mindestens 95 Prozent der Stromzähler in Wien und Umgebung gegen Smart Meter zu tauschen, sondern ich erstelle auch diverse Infomaterialien wie Folder, Factsheets, Kundenbriefe, bereite Content für das Internet auf, organisiere Events und Schulungen für unsere Mitarbeiter. Ich bin sowohl für die externe als auch interne Darstellung des Themas Smart Meter verantwortlich.

Ich glaube, seit ich hier bin, hat kein Tag dem anderen geglichen. Manche mag das abschrecken, sich nicht auf Routinen und fixe Abläufe verlassen zu können. Ich liebe das. Und dann ist noch das große Ganze: Es ist mir wichtig, an etwas mitzuarbeiten, das Sinn macht. Die Umstellung der Stromzähler auf Smart Meter ist ja nicht nur eine Logistik-Challenge, es ist auch ein ganz wichtiger Schritt in Richtung mehr Versorgungssicherheit und weniger Energieverbrauch. Bei mir zu Hause hängt übrigens bereits ein Smart Meter. Am Anfang habe ich fast jeden Tag auf das dazugehörige Webportal geschaut. Inzwischen weiß ich, wie und wo ich den meisten Strom sparen kann und versuche das auch zu tun.

FOTOS: VERBUND, WIEN ENERGIE



Name
Markus Schmidt
Unternehmen
Salzburg Netz GmbH
Funktion
Leiter Programm Smart Meter

„Meine Aufgabe ist es, dafür zu sorgen, dass alle Teile des riesigen Puzzles rechtzeitig an ihrem Platz sind.“

Markus Schmidt, Salzburg Netz GmbH

Als ich diese Stelle angeboten bekam, habe ich keine Sekunde lang gezögert. Die Umstellung auf Smart Meter, das größte Projekt in der Geschichte von Salzburg Netz, zu leiten, so eine Chance, dachte ich mir, kommt vielleicht nie wieder. Ich habe meine Entscheidung nicht bereut. Ein Sprung ins kalte Wasser war es trotzdem, auch wenn ich zuvor schon als Projektleiter-Stellvertreter an Bord war. Aber nun liegt die Verantwortung dafür, dass im Land Salzburg die Smart Meter so reibungslos wie möglich ausgerollt werden, endgültig bei mir.

Für die Beschaffung der Smart Meter inklusive Kommunikationskomponenten haben wir eine Kooperation mit den Tiroler Netzen, den Innsbrucker Kommunalbetrieben und den Vorarlberger Netzen geschlossen. Das hat Riesenvorteile, weil vier Unternehmen bei Ausschreibungen eine viel bessere Position haben als eines allein, zudem wird auch die Position gegenüber Herstellern, Stakeholdern und Behörden gestärkt. Gleichzeitig wird das Projekt dadurch noch größer und durch das Bündeln von Know-how das Risiko minimiert.

Ich bin Elektrotechniker, doch inzwischen besteht der Großteil meiner Arbeit im Koordinieren, Planen, Steuern. Offenbar liegt mir das. Und es gefällt mir auch, dass das Projekt so vielfältig ist. Da geht es um Technik, um Kundenzufriedenheit, um Logistik. Zugleich ist die Umstellung aber auch eine gigantische IT-Herausforderung. Die alten Stromzähler wurden einmal im Jahr abgelesen. Für Salzburg ergibt das rund 450.000 Zählerstände, die pro Jahr verarbeitet werden mussten. Nach der Umstellung werden es rund 16 Milliarden sein. Das erfordert eine völlig neue IT-Landschaft, und die müssen wir parallel zum Roll-out aufbauen.

Der Roll-out selbst hat ebenfalls ein Ausmaß, wie wir es von anderen Projekten nicht kennen. Um im Zeitplan zu bleiben, werden wir rund 5.000 Zähler pro Woche tauschen. Mit dem eigenen Personal allein schaffen wir das nicht. Das heißt, wir mussten uns schon vor geraumer Zeit darum kümmern, Verträge mit Partnern zu schließen, die uns dabei unterstützen. Sie sehen: Es ist ein riesiges Puzzle, bei dem jedes Stück rechtzeitig an seinem Platz sein muss.

Wie haben Sie das gemacht, Herr Gray?

Christopher Gray gründete 2019 ein Start-up, das Daten von Windrädern analysiert – und Klarheit schafft, wie sich die Anlagen und ihre Verschleißteile tatsächlich im Feld verhalten.

Als junger Mann wollte Christopher Gray Pilot werden. „Am Ende war ich aber wahrscheinlich nicht cool genug. Oder eben doch zu sehr Techniker“, sagt er. Seine jugendliche Begeisterung für Auf- und Abwinde, Verwirbelungen und für das Element Luft im Allgemeinen hat sich Gray, inzwischen 45, allerdings bis heute behalten. Weshalb das nachfolgende Bekenntnis nur logisch erscheint: „Von allen Formen der erneuerbaren Energie finde ich Windräder am spannendsten und auch am schönsten. Es gibt ja Menschen, die Windräder unästhetisch finden, ich hingegen freue mich jedes Mal, wenn ich welche sehe. Nur meine Familie witzelt gelegentlich, ob wir uns in unserer Freizeit nicht auch einmal etwas anders anschauen können als einen Windpark.“



„Als der Hype um Big Data aufgekommen ist, hatte ich den Vorteil, dass ich da schon ziemlich tief in der Materie war.“

Christopher Gray

Auch in seinem Arbeitsalltag hat Gray, ein gebürtiger Engländer, der über den Motorenbauer AVL List nach Graz gefunden hat, ständig mit Windrädern zu tun. Denn das von ihm gegründete Start-up i4SEE hat sich darauf spezialisiert, Daten von Windrädern zu analysieren und so einen noch effizienteren Betrieb zu ermöglichen. „Was das betrifft, bin ich tatsächlich ein Getriebener, von der Idee besessen, es noch besser zu machen.“

Massives Wachstum

Rund 2.000 Windturbinen werden inzwischen von i4SEE analysiert. Tendenz stark steigend. „Eine der größten Herausforderungen für uns besteht im Moment darin, dass die Branche in einem rasanten Tempo wächst. Viele unserer Kunden haben mit zehn, zwanzig Windrädern begonnen, betreiben jetzt schon eine dreistellige Zahl und wollen bis in wenigen Jahren vierstellig werden. Da muss auch unsere Daten-Verarbeitungskapazität dementsprechend mitwachsen.“

Zugleich ist das Wachstum der Branche aber auch ein Faktor, der das Geschäft von i4SEE stark antreibt. Denn je mehr Windturbinen gebaut werden, desto stärker wirkt sich die Windkraft auf das Stromnetzwerk aus. Deshalb wird es für die Windkraftbetreiber immer wichtiger, die Steuerung der Anlagen zu verstehen und zu optimieren. Die Datenanalyse von i4SEE liefert Klarheit darüber, wie die Anlagen sich tatsächlich im Feld verhalten.

Ähnlich ist es auch bei Predictive Maintenance, also dem Versuch, anhand von Daten den Verschleiß von Teilen rechtzeitig vorzusehen. „Komponenten bei einem Windrad zu tauschen kann logistisch sehr kompliziert sein“, erklärt Gray. Denn oft sind es sehr große Teile, für die man Spezialwerkzeug braucht und die erst aufwendig an den Ort des Einsatzes gebracht werden müssen. Je langfristiger man so eine Aktion planen kann, desto besser ist es für den Betreiber. Mit Daten, viel Rechenleistung und noch mehr Erfah-

BEGESTELLT



Ihr Partner der Energiewirtschaft mit Produkten aus dem Bereich der Energieverteilung

- Kunststoffkabel 1 bis 36 kV
- Kabelgarnituren - Raychem
- Kabelschutzmaterial
- Hauff-Technik Kabel- u. Rohrdurchführungen
- Horstmann-Kurzschlussanzeiger
- Lemp-Werkzeuge 1000 V isoliert
- Schaltanlagen (SF6) **NEU!**
- Guro-Mastklemmkästen
- Verbindungstechnik
- Flach- u. Runderder
- Seile u. Fahrdrähte
- Mastfüße u. Zubehör
- Freileitungsmaterial
- Stromzähler (Smart Meter)
- Verteilerschränke u. Zubehör
- Sowie weitere Energieverteilungsprodukte und Zubehör



Tel: + 43 (0)1 405 15 97

office@ege.at

1090 Wien, Hebragasse 2

www.ege.at

rung könne man heute den Zeitpunkt, wann Teile getauscht werden müssen, ziemlich genau eingrenzen, sagt Gray.

Big Data im Fokus

Was Gray bei dieser Aufgabe zugutekommt, ist seine Vergangenheit. Schon bald nach dem Abschluss seines Studiums hat er sich mit Datenanalyse zu beschäftigen begonnen – zu einer Zeit, als Big Data, Industrie 4.0 und künstliche Intelligenz noch keine allgegenwärtigen Modewörter waren. „Als der mediale Hype um dieses Thema angekommen ist, hatte ich den Vorteil, dass ich da schon ziemlich tief in der Materie drinnen war“, erinnert sich Gray. 2010 sieht er daher auch den Moment gekommen, um sich selbstständig zu machen, und startet mit einigen Kollegen ein Unternehmen, das Firmen unterstützt, die Entwicklung und den Betrieb ihrer Anlagen mithilfe von Daten zu optimieren.

Acht Jahre lang ist Gray dabei, 2018 entschließt er sich aber, seine Anteile zu verkaufen und auszusteigen. „Wir haben damals ein ziemlich breites Spektrum an Kunden bedient. Da waren Windkraftanlagenbetreiber dabei, aber auch Firmen aus Branchen wie dem Bergbau oder der Automotive-Industrie. Ich wollte mich aber ausschließlich auf erneuerbare Energie konzentrieren, da ich das Thema für unsere Zukunft so wichtig finde.“



**Energie-
innovatoren
treffen?
Besuchen Sie
Österreichs
Energie
Kongress!**

Weltweit vertreten

Womit der nächste Schritt bereits vorprogrammiert war. Den gesamten Erlös aus dem Verkauf der Anteile steckte Gray in i4SEE – ein gewagtes Unterfangen, das aber aufgeht. Auch, weil Gray von seiner jahrzehntelangen Erfahrung und Vernetzung in der Windkraftbranche profitiert. So setzt er sich zum Beispiel zum Ziel, wirklich nur die besten Spezialisten anzuheuern, egal wo sie zu Hause sind. Das Ergebnis: i4SEE hat zwar den Sitz in Graz, doch in Graz selbst leben gerade drei Mitarbeiter. Der Rest ist bunt verstreut über ganz Europa und arbeitet im Remote-Modus: aus Dänemark, Deutschland, Schweden, Serbien und Spanien.

„Als wir das Unternehmen so aufgestellt haben, ging es darum, ein Maximum an Know-how zu bündeln“, erzählt Gray. „Was wir damals nicht gewusst haben: Dass uns schon bald eine Pandemie erreichen und uns eine solche Struktur sehr entgegenkommen

Zur Person

Christopher Gray (45) wurde in Großbritannien geboren und kam über ein Engagement bei AVL List nach Graz. Als Techniker spezialisierte er sich schon früh auf Datenanalyse. Heute sieht er Big Data als einen wichtigen Hebel, um sein Lebens-thema – den Klimaschutz und die Entwicklung erneuerbarer Energien – voranzutreiben. Seine Freizeit verbringt der vierfache Familienvater, wenn er nicht gerade samt Familie einen Windpark besucht, auch gern beim Fitness-Training.

wird. Wir mussten mit dem Lockdown praktisch nichts umstellen, weil wir ohnehin die meisten Meetings digital abhalten.“

An einem anderen Punkt habe die Pandemie für ihn aber sehr wohl Veränderungen gebracht, ergänzt Gray: bei seinem Mobilitätsverhalten. Als Firmenchef sei er früher mindestens zweimal im Monat per Flugzeug zu Kundenbesuchen, Messen oder Konferenzen gereist. „Da bin ich mir schon etwas seltsam vorgekommen: Einerseits will ich mit meiner Firma zum Klimaschutz beitragen, andererseits fliege ich für genau diese Firma ständig irgendwohin.“ In der Pandemie habe er die Erfahrung gemacht, dass viele der Reisen durch Online-Treffen ersetzbar seien. Nun wolle er das neben anderen klimafreundlichen Maßnahmen möglichst beibehalten. „Wir berechnen auch jährlich unseren CO₂-Fußabdruck, der beispielsweise durch den Stromverbrauch unserer Cloud-Server entsteht. Das gleichen wir dann durch die finanzielle Unterstützung von Klimaschutzprojekten aus. Damit ist i4SEE jetzt ein Unternehmen, das sich ganz dem Klimaschutz verschrieben hat.“

Das Unternehmen

Name: **i4SEE TECH GmbH**

Geschäftsmodell: **Datenanalyse von Windrädern**

Technologie: **Augmented Intelligence, Verbindung von Erfahrungswerten mit Algorithmen**

Sitz: **Graz**

Gründung: **2019**

Aktuelle Märkte: **Europa, Südamerika**

Betreute Windräder weltweit: **ca. 2.000**

i4see.com



Warum wir mehr Strom ins Energiesystem bringen

Die umweltfreundliche Stromproduktion aus Wind, Wasser und Sonne können wir bis 2030 um 20 Milliarden Kilowattstunden jährlich steigern. So können wir 33 Prozent unseres Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien decken und ersetzen damit Importe fossiler Energieträger.

Weil Energie in unserer Natur liegt.

Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.

Informieren Sie sich auf www.oesterreichsenergie.at

**e oesterreichs
energie.**



**Strom aus Österreich
sicher, sauber und leistbar**

Branchentreff im digitalen Format

Oesterreichs Energie Kongress 2021.

Auch wenn der persönliche Kontakt im digitalen Format etwas zu kurz kommen wird: In den energiepolitisch heißen Zeiten ist die Diskussion mit Stakeholdern, Experten der Wissenschaft, Politik und Verwaltung notwendiger denn je. Das erwartet Sie am Oesterreichs Energie Kongress 2021.



„Mit Sicherheit in die Energiezukunft: Stakeholder, Experten der Wissenschaft, Politik und Verwaltung diskutieren die aktuellen Themen und zukünftigen Herausforderungen. Keynotespeaker, die Gedankenanstöße aus gänzlich anderen Disziplinen geben, runden das Programm ab.“

So wird Oesterreichs Energie Kongress vom 21. bis 22. April 2021 mit Sicherheit stattfinden – und das digital. Was letztes Jahr bereits bei Webinaren oder Online-Konferenzen erfolgreich praktiziert wurde, wird heuer aufgrund der Gegebenheiten auch erstmals beim wichtigsten Branchentreff umgesetzt. Damit sind die Gesundheit und Sicherheit aller Teilnehmenden gewährleistet.

The show must go on.

Auf der digitalen Kongress-Plattform wird alles geboten, was es für einen Kongress braucht. Wie in der realen Welt kann man sich virtuell durch verschiedene Räume bewegen. In der Lobby wird man empfangen und kann sich einen ersten Überblick verschaffen. Spannende Vorträge und packende Diskussionsrunden mit Top-Rednern erwarten die Teilnehmer im Konferenzraum. Und in den Pausen kann man sich in der Ausstellung über interessante Lösungen der Partner informieren und netzwerken.

Mit Sicherheit in die Energiezukunft.

Oesterreichs Energie Kongress setzt sich mit den wichtigen Fragestellungen dieser Zeit auseinander und beleuchtet sie aus der Branchensicht: Was trägt die E-Wirtschaft zur Erreichung der Klimaneutralität bei und wie lässt sich das bewerkstelligen? Welche Rolle spielen Investitionen in Klimaprojekte, zum Beispiel den Ausbau erneuerbarer Energien? Welche Auswirkungen auf Geschäftsmodelle entstehen durch die

umfassende Digitalisierung? Wie soll der Umgang mit großen Datenmengen aussehen und wie wird dabei für Datensicherheit gesorgt? Welche smarten Konzepte der E-Wirtschaft gibt es für die Energieversorgung und -effizienz von Gebäuden und Regionen? Und last but not least: Wie wird in Zeiten wie diesen das hohe Maß an Versorgungssicherheit bewahrt? Diese und weitere Themen stehen im Mittelpunkt der zahlreichen Keynotes und Diskussionsrunden.



Rückblicke: Oesterreichs Energie Kongress ist jedes Mal ein Highlight der Branche. Regler Austausch steht stets am Programm – diesmal in digitaler Form.

Rückblick

Das wichtigste Branchenevent der österreichischen E-Wirtschaft findet heuer digital statt. Ein guter Anlass, um auf einige Highlights aus der analogen Vergangenheit zurückzublicken.

2018. Rund 550 Teilnehmer, Referenten, Diskutanten, Sponsoren und Aussteller haben sich im burgenländischen Seewinkel den Themen Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung gewidmet. Die österreichische EU-Ratspräsidentschaft und deren zentrale Rolle bei der Endverhandlung des Clean Energy Package stellte ebenfalls einen Schwerpunkt dar. Der Kongress war geprägt von hochkarätigen Rednern, wie beispielsweise Bundesministerin Elisabeth Köstinger.

2016. Der Kongress stand unter dem Motto „Empowering Austria“. Entscheider der Branche trafen dort auf Vertreter aus der Politik, der Wirtschaft und der Wissenschaft. Gemeinsam wurde über Energiepolitik, die internationale Entwicklung der Energieversorgung sowie über die Situation und die Zukunftspläne der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gesprochen. Darüber hinaus lag der Fokus auf der Digitalisierung der E-Wirtschaft.

Oesterreichs Energie Kongress 2021

Datum

21. bis 22. April (Beginn: 13 Uhr)

Ort

Digital: www.energiekongress.at

Veranstalter

Oesterreichs Energie Akademie
Brahmsplatz 3, 1040 Wien
Tel.: 01/501 98-304
akademie@oesterreichsenergie.at

Teilnahmebeitrag

€ 490 für Mitgliedsunternehmen
von Oesterreichs Energie
€ 590 für Nicht-Mitglieder
€ 50 für Hochschulangehörige
ohne Firmenzugehörigkeit

Information und Anmeldung unter
www.energiekongress.at

Oesterreichs Energie Akademie



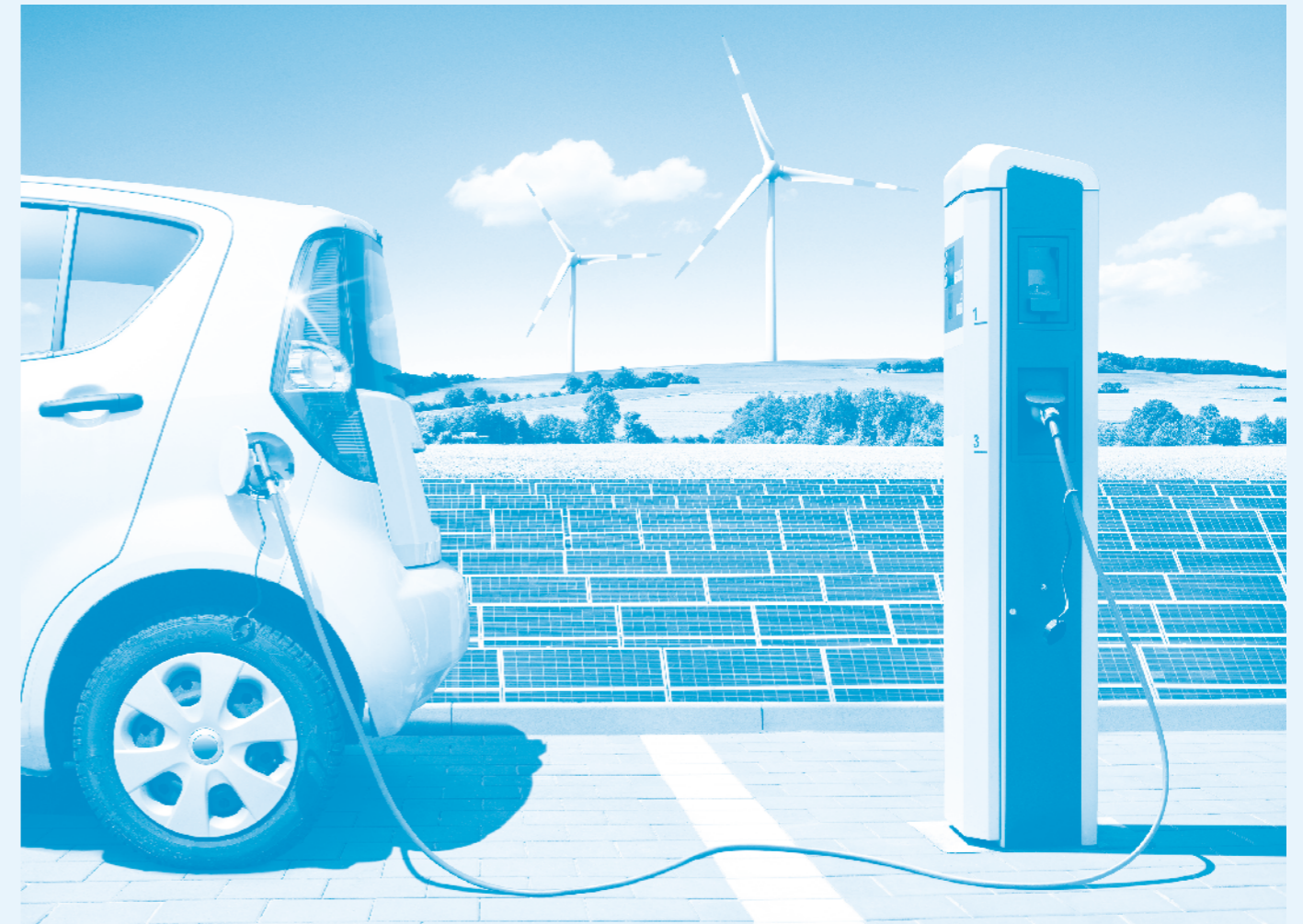
Wissen schafft Perspektive.

Gerade in besonders herausfordernden Zeiten sind Informationsgewinnung und Weiterbildung entscheidend. Unsere Experten vermitteln Ihnen auf vielen Wegen das richtige Know-how! Angepasst an die aktuellen Rahmenbedingungen wählen Sie aus unserem breiten Angebot aus Webinaren, E-Learning oder Präsenz-Veranstaltungen.

Alle Informationen finden Sie unter www.akademie.oesterreichsenergie.at

e oesterreichs energie.

DOSSIER I Studie: Elektromobilität, Photovoltaik und Netze



Netzberechnung: Durchgerechnet wurden in der Studie drei Szenarien.

Eine Studie von Oesterreichs Energie errechnet den Ausbaubedarf, den der steigende Anteil von Elektromobilität und Photovoltaik auf die heimischen Netze hat.

Im System für die Versorgung mit elektrischer Energie sind in den kommenden Jahren erhebliche Veränderungen zu erwarten. Diese betreffen im Wesentlichen drei Bereiche:

1. die Dekarbonisierung der Erzeugung, also den bereits erwähnten massiven Ausbau der Stromproduktion mittels erneuerbarer Energien,
2. die „Elektrifizierung der Bedarfsseite“, anders gesagt den verstärkten Einsatz von Strom in den Sektoren Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung und Mobilität sowie
3. die „Demokratisierung & Flexibilisierung“ des Energiesystems. Dies umfasst etwa die Etablierung der im „Clean Energy for all Europeans“-Paket der EU vorgesehenen Energiegemeinschaften, das Anbieten flexibler Tarife, aber auch

FOTO: ADOBE STOCK



Grundlage: Der Studie liegen die bekannten Pläne aus dem Regierungsprogramm 2020–2024 zugrunde

die „Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilernetz“.

Dies stellt insbesondere die Netzbetreiber vor beträchtliche Herausforderungen. Sie führten daher im Rahmen von Oesterreichs Energie von Juni 2019 bis Oktober 2020 koordinierte Netzrechnungen durch, um die Kosten für die rasche Ertüchtigung der Stromnetze abzuschätzen. Das Projekt und dessen Ergebnisse beschreibt die seit kurzem vorliegende Studie „Netzberechnungen Österreich – Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz“. Mit der Studie leisteten die Netzbetreiber Pionierarbeit. Erstmals schätzten sie gemeinsam und für ganz Österreich ab, in welchem Ausmaß die Netze ausgebaut werden müssen, um die Ziele der #mission2030 und des Regierungsprogramms zu erreichen, und welche Kosten damit verbunden sind.

Heterogene Verteilernetzinfrastruktur.

Als wesentliche Herausforderung für die Durchführung koordinierter Netzrechnungen erwies sich die äußerst heterogene Verteilernetzinfrastruktur. Auf der Ebene der Übertragungsnetze sind in Österreich lediglich die Austrian Power Grid AG (APG) und die Vorarl-

berger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) tätig. Dem gegenüber bestehen nicht weniger als 124 Verteilernetzbetreiber (VNB). Deren Netze unterscheiden sich „teilweise signifikant in einer Reihe von Faktoren voneinander“ und stellen die einzelnen Unternehmungen vor höchst unterschiedliche Herausforderungen. Als Faktoren genannt werden in der Studie insbesondere die Kundenanzahl, die Größe des Verteilernetzgebietes, topographische Unterschiede, die Struktur des Versorgungsgebietes, die Kundenstruktur im Versorgungsgebiet, geographische Sondereffekte, die Netztopologie, bestehende Planungsansätze sowie Werkzeuge zur Netzplanung und Betriebsmittel, aber auch der Verkabelungsgrad, der Ausbaugrad erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie die in der Vergangenheit getätigten Investitionen in die Netze.

Zu Hause laden.

Mit ihrer Studie konnten die beteiligten Netzbetreiber (siehe Kasten: beteiligte Unternehmen) etwa 87 Prozent der Trafostationen bzw. 87 Prozent der Anzahl der Nieder- und Mittelspannungsnetz-

kunden abdecken. Die Kosten jener VNB, die nicht an der Studie beteiligt waren, wurden mit geeigneten statistischen Methoden geschätzt. So entstand ein Gesamtbild für ganz Österreich unter der Einbeziehung heterogener Netzstrukturen und Lastsituationen in unterschiedlichen Netzebenen. Dies bietet „eine fundierte Grundlage für strategische Netzplanungsprozesse, die sich mit der Integration zukünftiger Netzkunden auseinandersetzen“.

Hinsichtlich der Entwicklung der Elektromobilität orientierten sich die Netzbetreiber an den rechtlichen Vorgaben der Europäischen Union. Diesen zufolge darf der CO₂-Ausstoß pro Kilometer für die Neuwagenflotte ab 2020 nicht mehr als 95 Gramm betragen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, den Anteil der Elektroautos an der Wagenflotte bis 2030 auf 30 Prozent zu steigern. Die Netzbetreiber nehmen an, dass der Autobestand in Österreich etwa fünf Millionen Fahrzeuge umfasst. Weiters gehen sie von einer flächendeckenden Gesamtleistung von 11 Kilowatt (kW) aus und setzen voraus, dass österreichweit etwa 20 Prozent der Autos gleichzeitig geladen werden, der Gleichzeitigkeitsfaktor sich also auf 20 Prozent beläuft. Daraus ergibt sich eine zusätzliche Netzlast von etwa 3,3 Gigawatt (GW). Ausgegangen wird davon, dass das Laden sämtlicher E-Fahrzeuge „ohne Steuerungsmaßnahmen (gesteuertes Laden, tarifbasiertes Laden etc.) an Heimpladestationen“ erfolgt. Und die Autoren der Studie warnen: „In bestehenden Verteilernetzen kann eine lokale Häufung mehrerer E-Fahrzeuge in einzelnen Netzabschnitten zu einer signifikanten Erhöhung der bestehenden Netzlast führen.“

Was den Ausbau der erneuerbaren Energien betrifft, liegen der Studie die bekannten Pläne aus dem Regierungsprogramm 2020–2024 zugrunde, die eine Steigerung der Stromproduktion mittels erneuerbarer Energien um insgesamt 27 Terawattstunden (TWh) pro Jahr vorsehen, von denen allein 11 TWh

auf die Photovoltaik entfallen. Dies bedarf „einer zusätzlichen installierten Gesamtleistung aller Erzeugungstechnologien von 16,9 GW“. Erheblich weniger stark auswirken sollte sich der Studie zufolge der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen. Realistischerweise dürfte sich die dafür benötigte Netzlast auf „lediglich rund 1,0 GW“ belaufen. Dieser Faktor wurde daher nicht eigens, sondern innerhalb des „allgemeinen Lastzuwachses“ berücksichtigt.

Erhebliche Zusatzkosten.

Durchgerechnet wurden in der Studie drei Szenarien. „EV10“ geht davon aus, dass im Jahr 2030 zehn Prozent aller Autos in Österreich Elektrofahrzeuge sein werden, „EV30“ veranschlagt diesen Anteil auf 30 Prozent. „PV2030“ schließlich erwartet eine Verachtfachung der Leistung der Photovoltaikanlagen im Zeitraum 2019 bis 2030 von rund 1,6 GWp auf 12,6 GWp. Ferner wird davon ausgegangen, dass die E-Autos vor allem während des späten Nachmittags bzw. am Abend aufgeladen werden, die größte Stromerzeugung mittels PV-Anlagen dagegen zu Mittag erfolgt. Nicht zuletzt wird in den beiden E-Mobilitäts-Szenarien EV10 und EV30 der PV-Ausbau nicht berücksichtigt, im PV2030-Szenario dem gegenüber die E-Mobilität nicht abgebildet. Dies bedeutet, dass die Ausbaukosten für die jeweiligen Szenarien nicht addiert werden dürfen.

Ohne den Ausbau der Photovoltaik, den Einsatz der Elektromobilität sowie andere außergewöhnliche Faktoren müssten die österreichischen Netzbetreiber bis 2030 rund 10,6 Milliarden Euro in ihre Infrastrukturen investieren,

Wenn, wie geplant, der Anteil der Elektroautos an der Wagenflotte bis 2030 auf 30 Prozent steigt und etwa 20 Prozent der Autos gleichzeitig geladen werden, ergibt sich eine zusätzliche Netzlast von etwa 3,3 Gigawatt (GW).

davon 7,3 Milliarden in die Verteiler- und 3,3 Milliarden in die Übertragungsnetze.

Dem gegenüber ergibt sich im Szenario EV10 ein Zusatzbedarf von rund 0,9 Milliarden Euro oder acht Prozent. Im Szenario EV30 belaufen sich die Mehrkosten auf 4,3 Milliarden Euro oder 41 Prozent, im Szenario PV2030 schließlich auf 2,8 Milliarden Euro oder etwa 27 Prozent. In den beiden E-Mobilitäts-Szenarien verteilen sich etwa 80 Prozent der Zusatzkosten gleichmäßig auf die Mittel- und auf die Niederspannungsnetze. Im PV2030-Szenario entfällt dagegen jeweils rund ein Drittel der Kosten auf die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen.

Netzausbau bleibt Mittel erster Wahl.

Aus Sicht der Netzbetreiber ergibt sich

daraus eine Reihe von Schlussfolgerungen. Neben einer Anerkennung einer ausreichenden Kapitalverzinsung durch den Regulator halten sie es für notwendig, auch für die Haushalte eine „spürbare Leistungspreiskomponente in den Netzentgelten“ einzuführen, wie dies die E-Control im Rahmen der „Netztarife neu“ plant. Grundsätzlich wäre es für die Netzbetreiber ferner hilfreich, für die Planung und den Betrieb der Netze alle verfügbaren Daten nutzen zu dürfen. Insbesondere betrifft dies die Daten, die künftig aufgrund des flächendeckenden Einsatzes digitaler Stromzähler (Smart Meter) verfügbar sein werden. Überdies sollte – ähnlich wie in Deutschland – die maximale PV-Netzeinspeisung aus Kundenanlagen mit bis zu 30 kW Leistung auf 70 Prozent der Nennleistung begrenzt werden. Der Ertragsverlust für die Kunden wäre mit weniger als fünf Prozent kaum spürbar, würde jedoch gleichzeitig die Netze entlasten und dennoch viel zusätzliche erneuerbare Energie ins System bringen. Große PV-Anlagen mit Leistungen im Megawattbereich sollten nur dort mit öffentlichen Geldern gefördert werden, „wo permanent nennenswerter Verbrauch vorherrscht und/oder die Netze bereits in der Lage sind, größere Einspeiseleistungen aufzunehmen (in Umspannwerksnähe)“.

Und trotz aller Zusatzkosten sowie sonstigen Herausforderungen resümieren die Netzbetreiber: „Der konventionelle Netzausbau (Verstärkungen bei Leitungen, Transformatoren usw.) bleibt Mittel erster Wahl.“ Denn nur mit starken Netzen lässt sich die Energiewende meistern.



Mehr zum Thema? Besuchen Sie Österreichs Energie Kongress!

Die Studie „Netzberechnungen Österreich“

Die Studie wurde von Oesterreichs Energie koordiniert und in einer Arbeitsgruppe des Arbeitskreises Verteilernetze mit wissenschaftlicher Begleitung des AIT, der Montanuniversität Leoben und der FH Vorarlberg durchgeführt. Maßgeblich beteiligt waren in alphabetischer Reihenfolge:

- APG Austrian Power Grid AG
- Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg
- Energie Klagenfurt GmbH
- Energienetze Steiermark GmbH
- Feistritzwerke-STEWEAG GmbH
- Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- KNG-Kärnten Netz GmbH
- Linz Netz GmbH
- Netz Burgenland GmbH
- Netz Niederösterreich GmbH
- Netz Oberösterreich GmbH
- Salzburg Netz GmbH
- Stromnetz Graz GmbH
- TINETZ-Tiroler Netze GmbH
- Vorarlberger Energienetze GmbH
- Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
- Wels Strom GmbH
- Wiener Netze GmbH



Studie: In Abwägung der technischen Lösungsvarianten sind die entstehenden Kosten beim Einsatz von Trenntransformatoren am geringsten.

Das deutsche Beratungsunternehmen Consentec hat im Auftrag von Oesterreichs Energie in einer Studie ermittelt, welche Kostenwirkungen aus den technischen Herausforderungen der Erdverkabelung von 110-kV-Leitungen entstehen.

Öftmals wird in der Öffentlichkeit diskutiert, ob Stromnetze besser als sichtbare Freileitungen oder als unsichtbare Erdkabelverbindungen ausgeführt werden sollen.

Oesterreichs Energie ließ daher zwei Studien erstellen, die sich mit genau diesen Fragen befassen. Die technischen Aspekte bearbeiteten Experten der Technischen Universität Graz. Ihre Erkenntnisse wurden in der „Strom Linie“ II/2020 zusammengefasst. Die Quintessenz: Die massive Forcierung und Einbindung von Erdkabeln wäre bei der bestehenden Betriebsweise ohne aufwendige, zusätzliche Maßnahmen nicht möglich.

Das deutsche Beratungsunternehmen Consentec, das auf ingenieurwissenschaftliche und wirtschaftliche Fragestellungen im Bereich der Strom- und Gasversorgung spezialisiert ist, hat eine „Abschätzung der Kostenwirkung einer

zunehmenden Verkabelung von 110-kV-Leitungen“ erstellt. Das Ergebnis fällt deutlich aus: Eine ambitionierte Verkabelung des 110-kV-Stromnetzes verursacht gegenüber der Beibehaltung des bisherigen sehr geringen Verkabelungsgrades bis zum Jahr 2050 Mehrkosten in Milliardenhöhe. Abhängig von den gesetzten Rahmenbedingungen reicht die Mehrkostenspanne von rund 4,5 bis rund 9 Milliarden Euro.

Notwendigkeit des Netzausbaus unbestritten.

Damit die österreichischen Stromnetze die Herausforderungen der Zukunft meistern können, sind nachhaltige Investitionen in den Netzausbau erforderlich. Die breite Öffentlichkeit hat die Notwendigkeit dieses Netzausbaus erkannt, in Diskussion steht in der Regel aber die Art des Leitungsbaus – Erdkabel oder Freileitung. Sichtbar oder unsichtbar.

Die Consentec-Studie soll eine objektiv belastbare Grundlage für künftige Entscheidungen bilden. Es wird zwischen zwei verschiedenen Kostenwirkungen unterschieden:

- direkte Kostenwirkung: Kosten, die auf eine konkrete Trasse bzw. einen konkreten Leitungsabschnitt bezogen sind
- indirekte Kostenwirkung: Kosten, die durch einen Anpassungsbedarf im bestehenden Stromnetz entstehen und keinem konkreten Leitungsbauprojekt zugeordnet werden können

Laut Consentec fallen hinsichtlich des Aufwands für die Errichtung von Kabeltrassen (direkte Kostenwirkung) mehrere Faktoren ins Gewicht. Der wichtigste Kostentreiber sind dem Beratungsunternehmen zufolge die Bauarbeiten im engeren Sinne. Diese Kosten werden wesentlich von der Beschaffenheit des Geländes, möglichen Erdebauten und dem jeweiligen Boden- und Oberflächentyp beeinflusst.

Da sich Freileitungs- und Erdkabeltrassen grundsätzlich unterscheiden, verweist Consentec auf die Erfahrungen beim Kabelbau: Im Mittel sind Trassen bei Verkabelung einer Freileitungsstrecke um etwa 20 Prozent länger.

In der wirtschaftlichen Studie wurden zwei Szenarien festgelegt, um das

Für den Netzausbau entstehen bei ambitionierter Erdverkabelung Kosten von 4,5 bis 9 Milliarden Euro.

Thema der Verkabelung im Hochspannungsnetz konkret mit Kosten vergleichbar zu machen:

- Fortführen des „Status quo“ mit aktuell niedrigem Verkabelungsgrad („Referenzszenario“): In diesem Szenario wird das Hochspannungsnetz wie bisher ausgebaut. Die Vorgabe ergibt sich aus den physikalisch bedingten Rahmenbedingungen des gelöschten Netzes mit Nutzung von Erdkabel-Leitungen im dicht verbauten, urbanen Raum sowie Freileitungen in ländlichen Gebieten.

- Szenario „ambitionierte Verkabelung“: Hier wird davon ausgegangen, dass bei Erneuerung von Freileitungsstrecken und Netzerweiterungen ca. 75 Prozent der Strecken verkabelt werden könnten. Das führt zu einem Verkabelungsgrad von rund 45 Prozent bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2050. Die Verkabelung von weiteren 30 Prozent des heutigen Bestandsnetzes kann erst nach 2050 erfolgen.

Variante „Umstellung der Betriebsweise“.

Wie die Autoren erläutern, besteht das österreichische 110-kV-Netz zurzeit fast ausschließlich aus Freileitungen. Ein Sonderfall ist Österreich damit keineswegs. Auch in den weitaus meisten anderen Staaten werden für überregionale Stromtransporte meist Freileitungen verwendet. Dänemark wollte seine Stromnetze auf Verteilernetzebene vollständig verkabeln. Das Vorhaben wurde wenige Jahre später teilweise gestoppt, weil die Kosten für Verkabelung und der notwendigen Zusatzmaßnahmen einen deutlichen Anstieg der Netztarife verursacht haben.

Das 110-kV-Hochspannungsnetz wird in Österreich als sogenanntes „gelöschtes Netz“ (Netz mit Erdschlusskompensation) betrieben. Das ermög-

licht, dass bei einpoligen Fehlern das Netz ohne Beeinträchtigung der Kunden weiterbetrieben werden kann. Derartige Fehlerszenarien treten österreichweit mehrmals täglich auf. Die aktuell verwendete gelöschte Betriebsweise der 110-kV-Verteilernetze führt zu keiner Abschaltung, sondern zu einer weiteren sicheren Versorgung der Kunden.

Nachteil im gelöschten Netz ist allerdings, dass für den sicheren Betrieb des Netzes nur ein bestimmter Anteil der Gesamtlänge als Erdkabel betrieben werden kann. Bei einer maximalen Ausdehnung von ca. 2.500 km Freileitung (Doppelsystem) können nur rund 40 bis 50 km als Erdkabel (je nach verwendetem Kabeltyp, Doppelsystem) betrieben werden.

Mit der Umstellung auf eine andere Betriebsweise (z. B. auf eine niederohmige Sternpunktterdung) könnte diese Einschränkung aufgehoben werden. Erdkabel-Verbindungen könnten dann nahezu uneingeschränkt errichtet werden. Allerdings verliert man die Vorteile des „gelöschten Netzes“. Im Falle eines einpoligen Fehlers (häufigste Fehlerart) führt diese Betriebsweise immer zu einem Ausfall des jeweiligen Leitungssystems. Für die Umstellung auf diese Betriebsweise sind aber auch umfangreiche Umbauten am bestehenden Netz erforderlich. Diese Maßnahmen sind so intensiv, dass sie im Wesentlichen einem sehr umfangreichen Umbau der bestehenden Anlagen zwischen Bodensee und Neusiedlersee gleichkommen.

Es ist zu prüfen, inwieweit bestehende Genehmigungen aufgrund einer geänderten Betriebsweise weiterhin ihre Gültigkeit behalten oder es einer erneuten Bewilligung bedarf. Im Zuge der wirtschaftlich sinnvollen Netzerneuerung ergibt sich ein Umstellungszeitraum zwischen 20 und 50 Jahren und lässt sich mit der Lebensdauer dieser kostenintensiven Netzanlage begründen.

Variante „zusätzliche Netztrennungen“.

Der Einsatz zusätzlicher Netztrennungen mit Netzübergabepunkt an das Übertragungsnetz ermöglicht die Aufteilung der bestehenden 110-kV-Netze

in kleinere Netzbezirke bzw. Teilnetze. Durch diese Maßnahme ist es möglich, unter Einhaltung der Bedingung für einen sicheren Betrieb von Netzen mit Erdschlusskompensation in den jeweils neu gebildeten Netzgruppen die Verkabelungsstrategie weiter fortzuführen.

Gegen die Bildung neuer Teilnetze spricht hingegen, dass jedes Umspannwerk, das als neuer Netzübergabepunkt genutzt wird, über eine entsprechend leistungsfähige Anbindung an das übergeordnete Übertragungsnetz, in diesem Fall das Höchstspannungsnetz mit 220 kV bzw. 380 kV Spannung, verfügen muss. Das würde in Summe zu einem deutlichen Zubau an leistungsfähigeren 220- und 380-kV-Freileitungssystemen führen. Diese Variante würde also dem eigentlichen Ziel der vermehrten Verkabelung widersprechen.

Variante „Einsatz von Trenntransformatoren“

Eine Variante, um deutlich mehr Erdkabelverbindungen als bisher umsetzen zu können, wäre der Einsatz von sogenannten „Trenntransformatoren“. Diese trennen aus einem bestehenden „gelöschten Netz“ Leitungsteile zwischen den Trenntransformatoren heraus. Diese können dann physikalisch isoliert als Erdkabel betrieben werden.

Diese Trennung bringt aber auch Nachteile: Trenntransformatoren sind an beiden Enden jedes Systems einzusetzen und stellen einen zusätzlichen Kostenfaktor dar.

Nachteil im gelöschten Netz ist, dass für den sicheren Betrieb nur ein bestimmter Anteil der Gesamtlänge als Erdkabel betrieben werden kann.

Variantenentscheidung.

In Abwägung der technischen Lösungsvarianten sind die entstehenden Kosten beim Einsatz von Trenntransformatoren am geringsten. Diese Variante wurde in der wirtschaftlichen Studie nur als der Einsatz von Trenntransformatoren zur Erhöhung des Erdkabelanteils kostentechnisch im Detail analysiert.

Abwägung der Gesamtkosten.

Für den Netzausbau (direkte Mehrkosten) entsteht gegenüber dem Referenzszenario für das gewählte Szenario „ambitionierte Verkabelung“ ein Mehrkostenfaktor von 1,6 bis 2,7 (direkte und indirekte Mehrkosten von 4,5 Mrd. bis 9 Mrd. Euro). Kumuliert bis zum Ende des Beobachtungszeitraums 2050 – zu dem dann ein Verkabelungsgrad von rund 45 Prozent im Hochspannungsnetz erreicht wird – ergeben sich Gesamtinvestitionskosten von 8 bis 12,5 Mrd. Euro.

Negative Auswirkungen für den Wirtschaftsstandort.

Was aber bedeutet das für die Netztarife? Zurzeit haben in den Verteilernetzen angeschlossene Stromkunden Kosten von rund 1,8 Milliarden Euro pro Jahr zu tragen. Laut Consentec erhöhen sich die Kapitalkosten (CAPEX) für die zusätzlichen Investitionen um 16 bis 30 Prozent. Nach Einschätzung des Beratungsunternehmens ist davon auszugehen, dass die Netztarife in etwa gleicher Höhe anwachsen werden.

Industriekunden wären aller Voraussicht nach erheblich stärker betroffen als die Haushalte. Bei Haushalten steigen die Netzkosten „im einstelligen“, bei Industrie und Gewerbe „im deutlich zweistelligen Prozentbereich“. Letzteres würde sich „negativ auf die Attraktivität des Standorts Österreich“ auswirken.

Systemumbau bringt Kosten, aber keine Vorteile.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist daher klar: Die Erdkabeltechnik hat im Vergleich zu der Freileitungstechnik keine technischen Vorteile. Im Gegenteil ist sogar durch den komplexeren technischen Aufbau mit erhöhten Risiken für den Netzbetrieb zu rechnen. Die Studie von Consentec zeigt klar die wirtschaftlichen Nachteile der Erdverkabelung gegenüber Freileitungen auf. „Wenn die Technik nicht besser wird und die Versorgungssicherheit leidet, ist die Fortführung des Status quo zu bevorzugen“, resümiert der Verband.

Ermittlung jährlicher Netzausbaumaßnahmen und Kosten

Ausgehend von typischerweise zu erwartenden technischen Lebensdauern für Freileitungen und Erdkabel (Studie der TU Graz) ergeben sich folgende durchschnittliche Netzausbaumaßnahmen pro Jahr bis 2050:

- 1,25 % Ersatz im Freileitungsbestand
- 2 % Ersatz im Kabelbestand
- 1 % Neubau als Erdkabel

Die Errichtungskosten wurden aus realen österreichischen 110-kV-Projekten der jüngeren Vergangenheit abgeleitet und enthalten neben Material-, Montage- und Tiefbaukosten auch Engineering-, Servituts- und Entschädigungskosten. Sie verstehen sich jeweils für 2-systemige Leistungsausführung:

- Erdkabel bei günstigen Verlegebedingungen: 1.250.000 €/km
- Erdkabel bei aufwendigen Verlegebedingungen: 2.500.000 €/km
- Freileitungen: 650.000 €/km

Für notwendige Systemintegrationsmaßnahmen wurden in der Studie folgende Ansätze berücksichtigt:

- Blindleistungskompensation: ca. 100.000 € pro km Doppelkabel.
- Netztrennung bei Erreichung einer max. Kabellänge von 100 km je Netzgruppe: ca. 800.000 €/km Einzelkabel bzw. ca. 1.600.000 €/km Doppelkabel
- Alternativ Einsatz von Trenntransformatoren: 800.000 €/km Doppelkabel

Save the Date

Die Veranstaltungsübersicht von Oesterreichs Energie Akademie

Oesterreichs Energie Akademie bietet derzeit ausschließlich Live-Webinare an. Wir wollen Ihnen damit weiterhin ermöglichen, unser Veranstaltungsangebot optimal zu nutzen.

Ab wann wir wieder Präsenz-Veranstaltungen anbieten können, hängt von den weiteren COVID-Entwicklungen ab. Wir halten Sie auf dem Laufenden. Bitte geben Sie Ihrer Aus- und Weiterbildung weiterhin die notwendige Bedeutung für Ihre berufliche Zukunft und bleiben Sie gesund!

16. bis 17.3.2021 Anschluss und Parallelbetrieb von PV-Anlagen

16. bis 17.3.2021 Schaltanlagen und Netzstationen – Kernkomponenten der Energieverteilung

21. bis 22.4.2021 Oesterreichs Energie Kongress 2021

4. bis 6.5.2021 Verteilnetzplanung

18. bis 20.5.2021 Schutztechnik Ausgebucht!

18. bis 20.5.2021 Grundlagen Netzurückwirkungen

26.5.2021 TAEV – Die neuen technischen Anschlussbestimmungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze

26. bis 27.5.2021 Batterie-Speichersysteme im Netz-Parallelbetrieb

9. bis 10.6.2021 User Group Energievertrieb & Marketing Österreich

15. bis 18.6.2021 ArbeitnehmerInnen-schutz im Energieunternehmen – Basis Ausgebucht!

16. bis 17.6.2021 User Group Innovationsmanagement in der E-Wirtschaft

22. bis 23.6.2021 Österreichs E-Wirtschaft kompakt

9.9.2021 Erst- und wiederkehrende Überprüfung elektrischer Anlagen und elektrischer Betriebsmittel im Energieunternehmen

14. bis 17.9.2021 ArbeitnehmerInnenschutz im Energieunternehmen – Basis Ausgebucht!

21. bis 22.9.2021 Zertifizierung zur Handhabung von SF6-Gas

5. bis 7.10.2021 Brandschutz im Elektrizitätsunternehmen Ausgebucht!

5. bis 6.10.2021 Datenschutzrecht für die Energiewirtschaft – Kombi: Grundlagen und Spezialthemen Marketing und Verbrauchsdaten

11. bis 12.10.2021 „Brussels Energy live“ – Institutionen und Entscheidungsfindung in der EU

12. bis 14.10.2021 Schutztechnik

18. bis 22.10.2021 Der verhaltensorientierte Sicherheitscoach Modul I+II

20.10.2021 Elektrische Energietechnik für NichttechnikerInnen

3. bis 4.11.2021 ArbeitnehmerInnenschutz im Energieunternehmen – Fortbildung

10. bis 11.11.2021 User Group Innovationsmanagement in der E-Wirtschaft

16.11.2021 Recht in der Energiewirtschaft

17. bis 18.11.2021 User Group Energievertrieb & Marketing Österreich

22. bis 26.11.2021 Der verhaltensorientierte Sicherheitscoach Modul III+IV

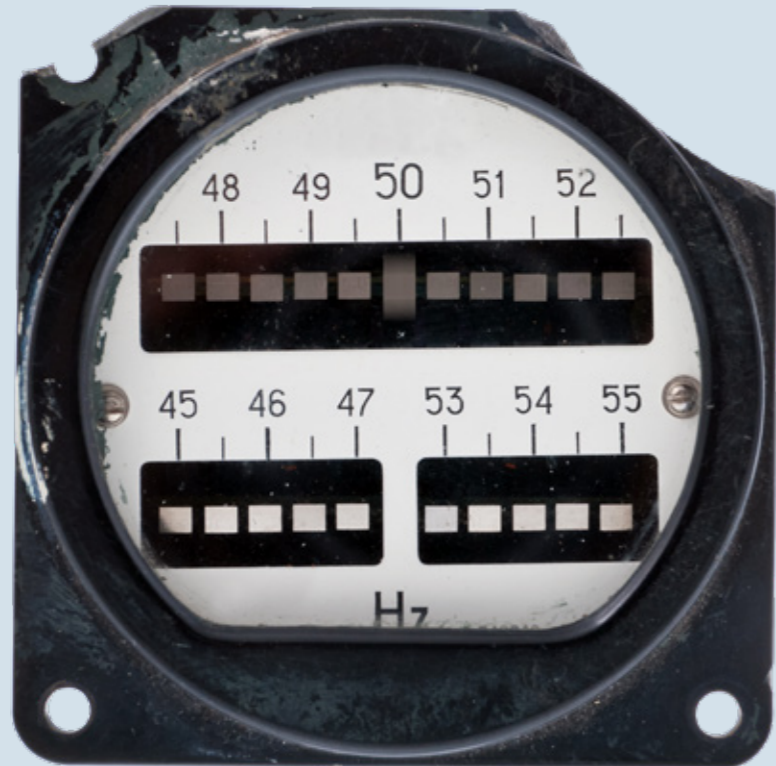
24. bis 25.11.2021 Oesterreichs Netzservice Forum 2021 – Was bewegt die Netze der Zukunft?

1. bis 4.2.2022 ArbeitnehmerInnenschutz im Energieunternehmen – Basis

In Planung! User Group Finanzen & Controlling in der E-Wirtschaft

Information und Anmeldung
www.akademie.oesterreichsenergie.at
 Oesterreichs Energie Akademie
 Brahmplatz 3, 1040 Wien
 Tel.: +43 – (0)1 – 501 98 – 304
 E-Mail: akademie@oesterreichsenergie.at

Letzte Unklarheiten



Der Wert, der sich letztlich durchgesetzt hat, ist kein Zufall, sondern ein Kompromiss.

Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz. **Warum eigentlich?**

Die Auslegung eines Stromnetzes ist immer ein Kompromiss.
Doch wie kam die Welt ausgerechnet auf 50 Hz?

Falls Sie sich je gefragt haben, warum die Netzfrequenz heute fast überall 50 Hz beträgt, dann müssen Sie jetzt tapfer sein: So ganz genau wissen wir es auch nicht. Denn wie das Beispiel der USA und auch Japans zeigt: Mit 60 Hz funktioniert ein Stromnetz ebenfalls sehr gut. In der Niagara-Region nutzte man lange 25 Hz, in Italien 43 Hz und die ersten nordamerikanischen Netze wurden gar mit 133 Hz betrieben.

Dass der Wert, der sich letztlich durchgesetzt hat, aber eben bei 50 bzw. 60 Hz liegt, ist kein Zufall. Denn genau in diesem Bereich liegt der beste erreichbare Kompromiss zwischen den unterschiedlichsten Anforderungen an ein Stromnetz.

Sollen zum Beispiel große Maschinen mit Strom angetrieben werden, sind niedrige Frequenzen von Vorteil, weil die Maschinen dann einfacher zu bauen sind. Auch Stromverluste beim Transport fallen bei

niedriger Frequenz geringer aus. Für Transformatoren, die ja jedes Netz benötigt, gilt hingegen: je höher die Frequenz, desto kleiner und leichter kann dann der Transformator gebaut werden. Ist die Frequenz zu niedrig, empfindet außerdem das menschliche Auge das Licht als flackernd. Das will auch keiner, denn für flackerndes Licht sind seit jeher Kerzen zuständig.

Ob die Frequenz nun 50 oder 60 Hz beträgt, ist im Grunde aber egal. Um einen Blackout zu vermeiden, muss sie im Rahmen eines Netzes aber stets gleich bleiben. Wobei „gleich“ auch ein dehnbarer Begriff ist: Während heute schon Frequenzschwankungen von wenigen Promille als Alarmzeichen gelten, waren in den Staaten Osteuropas Schwankungen bis zu einem Hertz lange nichts Ungewöhnliches. Alles, was mit Strom angetrieben wurde, lief dann eben einmal etwas schneller und einmal etwas langsamer.

ADOBE STOCK

Warum Forschung so wichtig ist

Die Welt der E-Wirtschaft entwickelt sich rasant. Darum unterstützt Oesterreichs Energie die Energieforschung an Österreichs Universitäten. Damit unser Land auch in Zukunft hervorragende Techniker und ideenreiche Erfinder hervorbringt – vor allem, wenn es um Strom geht.

Weil Energie in unserer Natur liegt.

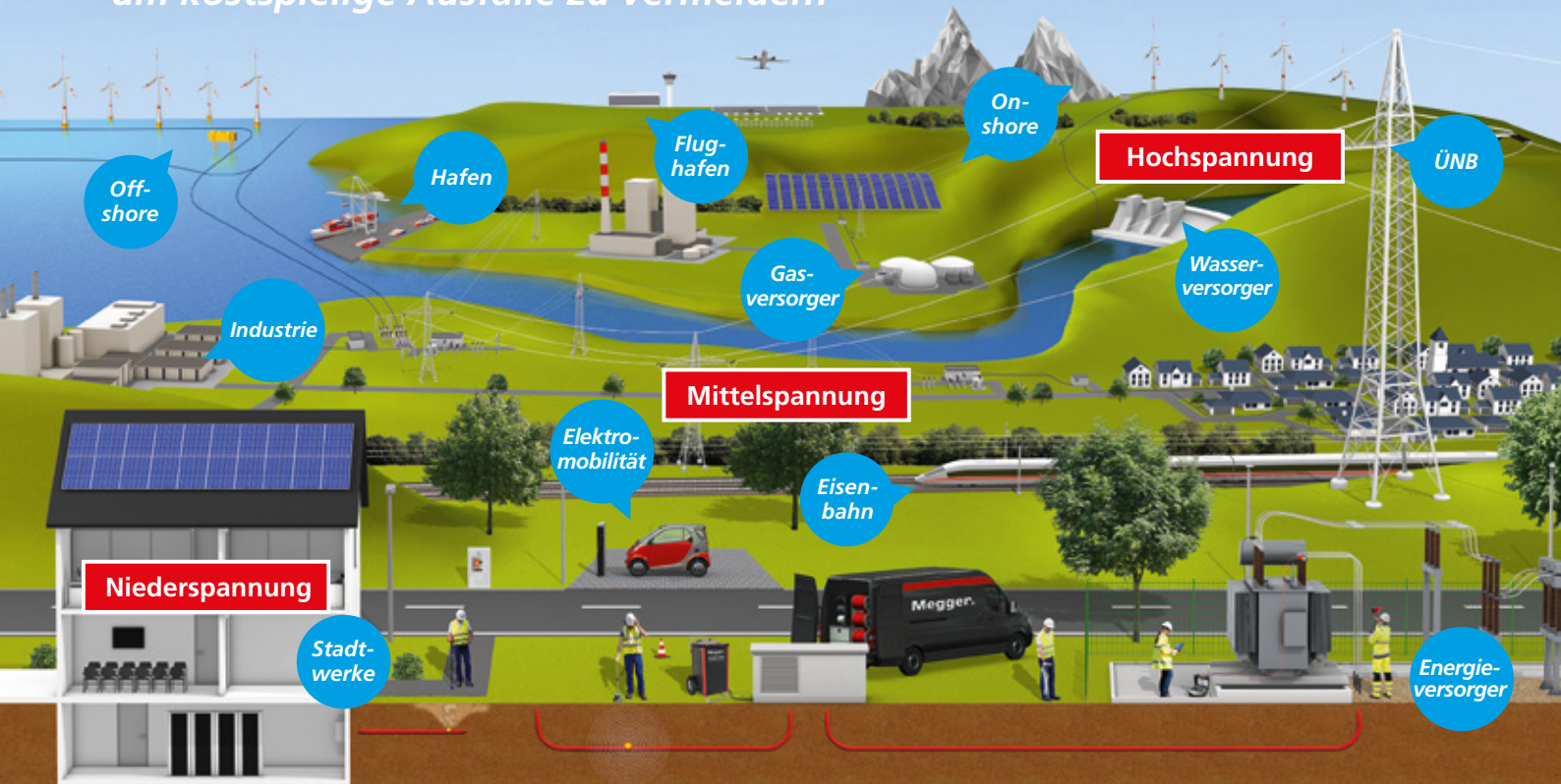
Österreichs E-Wirtschaft setzt sich ein.
Informieren Sie sich auf www.oesterreichsenergie.at

**e oesterreichs
energie.**



**Strom aus Österreich
sicher, sauber und leistbar**

Finden Sie alle Ihre **Kabelfehler**
und bewerten Sie Ihr Stromnetz
um kostspielige Ausfälle zu vermeiden!



**Trainings mit hohem
Praxisnutzen!**



Die Megger-Gruppe ruht sich nicht auf den Lorbeeren der jahrzehntelangen Erfahrung im Schulungswesen aus. Wir reinvestieren stetig in unsere Schulungszentren, damit ein maximaler Lernerfolg erzielt werden kann.

Jetzt auch in Wien!

