

Strom Linie

Das Magazin zur Energiewende
#1/2024

Wie Engpässe
die Energiewende
gefährden ...

NETZE AM LIMIT

... und warum
Kapazitätssteigerungen
alleine nicht
ausreichen werden.



Grüner Exportschlager
Wie Österreich erstmals
wieder zum Strom-Netto-
exporteur wurde.

Digitale Flexibilität
Wo die E-Wirtschaft
beim ELWG noch Nachbesser-
ungsbedarf sieht.

Günstige Verschiebung
Wie der Klimawandel
die Wasserkraft-Produktion
verändert.

Wir nutzen den Wind
für Veränderung.



Damit wir die Klimaziele erreichen, brauchen wir in den kommenden Jahren mehr Strom aus erneuerbaren Quellen. Dafür investieren unsere Unternehmen laufend in die Stromerzeugung aus Wind, Wasser und Sonne. So schaffen wir Wertschöpfung, sichern die Energieversorgung und schützen das Klima.

Österreichs E-Wirtschaft investiert nachhaltig.

oesterreichsenergie.at

e oesterreichs
energie.

Ein starkes Gesetz für eine große Aufgabe

Wir alle haben die historische Aufgabe, das Stromsystem, wie wir es seit Jahrzehnten kennen, bei laufendem Betrieb umzubauen. Es soll zukünftig nur mehr auf erneuerbaren Energien basieren, neue Marktpartner integrieren und weiter sicher und leistungsfähig sein. Diese Aufgabe braucht neue Spielregeln, denn derzeit arbeiten wir auf Basis von Regeln, die für die Liberalisierung des Strommarktes und nicht für die Dezentralisierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung geschaffen wurden.

Stromnetze sind das Rückgrat des sich grundlegend ändernden Energiesystems. Dadurch müssen die Netze in Zukunft nicht nur größere Mengen Strom aufnehmen, sie müssen auch deutlich mehr Leistung bewältigen und digitalisiert werden.

Damit das System künftig auch unter Einbeziehung neuer Akteure kostengünstig und sicher funktionieren kann, müssen nicht nur die Netzkapazitäten massiv erweitert werden – wir brauchen auch mehr und bessere Daten aus unseren Netzen. Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) soll nun eine moderne gesetzliche Grundlage für die Digitalisierung und Weiterentwicklung des Stromsystems schaffen.

Aus unserer Sicht finden sich im vorliegenden Vorschlag viele gute und richtige Ansätze – wir bekommen damit ein modernes Energierecht auf Basis von europäischen Vorgaben. In einigen Bereichen braucht es aber noch Anpassungen, denn das ElWG bringt eine Reihe von grundlegenden Änderungen – von kurzen Fristen für Netzzugänge, über Änderungen bei den Smart-Meter-Daten bis hin zur Umstellung auf monatliche Rechnung.

Viele dieser Neuerungen sind zeitgemäß und bringen den Kund:innen und Kunden klare Vorteile. Klar ist aber auch, dass diese Änderungen erst implementiert werden müssen – dafür brauchen wir auf allen Seiten realistische Erwartungen und realisierbare Zeitpläne. Wir müssen unsere Kund:innen und Marktpartner mitnehmen, ohne sie zu überfordern und wir brauchen selbst Zeit für eine kundenzentrierte Umsetzung.

Besonders wichtig ist aus unserer Sicht die Wiederherstellung der Rechtssicherheit bei Preisanpassungen. Derzeit ist völlig unklar, wie Strompreise geändert werden können. Das ist nicht im Interesse der Lieferanten – und es ist auch nicht im Interesse unserer vielen Kundinnen und Kunden.

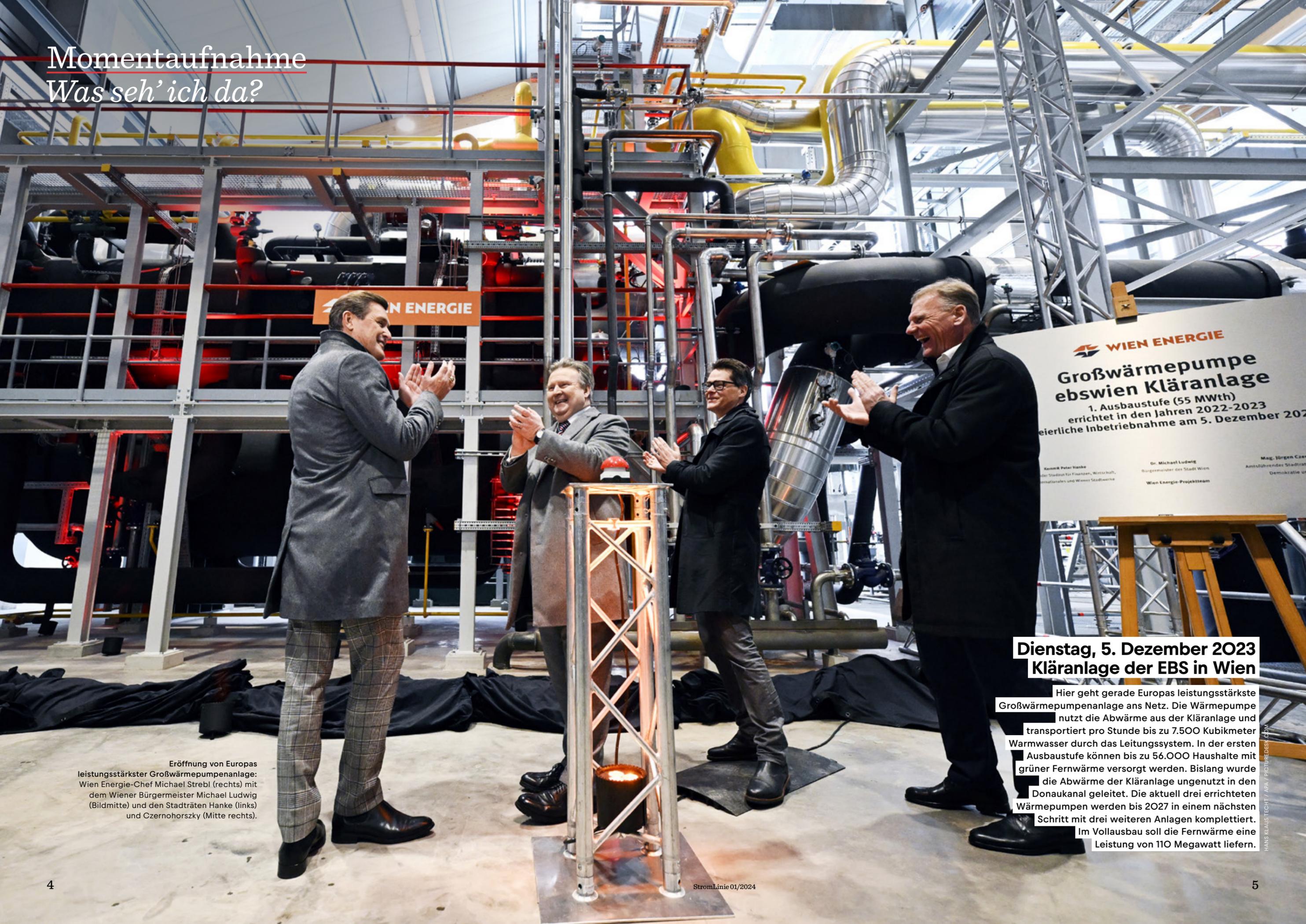
Davon unabhängig, ist für uns aber klar: Wenn wir unsere Energie- und Klimaziele erreichen wollen, brauchen wir das ElWG – und wir brauchen es schnell. Denn, wenn das Gesetz nicht in den nächsten Monaten beschlossen wird, verlieren wir mindestens ein Jahr. Wir bringen uns daher lösungsorientiert in die Verhandlungen ein und appellieren an die Vertreter:innen der Politik an einem Strang zu ziehen!

Barbara Schmidt
Generalsekretärin

e oesterreichs
energie.

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

Momentaufnahme Was seh' ich da?



WIEN ENERGIE

WIEN ENERGIE
**Großwärmepumpe
ebswien Kläranlage**
1. Ausbaustufe (55 MWth)
errichtet in den Jahren 2022-2023
feierliche Inbetriebnahme am 5. Dezember 2023

Kamnik Peter Hanke
Bürgermeister der Stadt Wien
Kommunikation und Öffentlichkeitsarbeit
Wien Energie-Projektteam

Dr. Michael Ludwig
Bürgermeister der Stadt Wien
Wien Energie-Projektteam

Mag. Jürgen Czerny
Amtsführender Stadtrat
Wien Energie-Projektteam

Eröffnung von Europas leistungsstärkster Großwärmepumpenanlage: Wien Energie-Chef Michael Strebl (rechts) mit dem Wiener Bürgermeister Michael Ludwig (Bildmitte) und den Stadträten Hanke (links) und Czernohorsky (Mitte rechts).

Dienstag, 5. Dezember 2023 Kläranlage der EBS in Wien

Hier geht gerade Europas leistungsstärkste Großwärmepumpenanlage ans Netz. Die Wärmepumpe nutzt die Abwärme aus der Kläranlage und transportiert pro Stunde bis zu 7.500 Kubikmeter Warmwasser durch das Leitungssystem. In der ersten Ausbaustufe können bis zu 56.000 Haushalte mit grüner Fernwärme versorgt werden. Bislang wurde die Abwärme der Kläranlage ungenutzt in den Donaukanal geleitet. Die aktuell drei errichteten Wärmepumpen werden bis 2027 in einem nächsten Schritt mit drei weiteren Anlagen komplettiert. Im Vollausbau soll die Fernwärme eine Leistung von 110 Megawatt liefern.

36 Leuchttürme der Energiewende

Eine Kraftwerksturbine
mit internationaler Bedeutung



ADOBE STOCK, BEIGE/TELLT

**4 WAS SEH' ICH DA?
MOMENTAUFNAHME**
Die Kläranlage der EBS in Wien

8 GRAPHEN DES MONATS
Stromjahr 2023 – eine erste Bilanz

10 BRIEFING
News und Fakten

13 5 FRAGEN AN ...
... Bundesministerin
Leonore Gewessler

14 COVERSTORY
Leistungsstarke Netze
sind Voraussetzung für
das Gelingen der Energiewende.

20 ENERGIEPOLITIK
EIWG – ein zukunftsfähiger
Rahmen?

24 STUDIE
Um witterungsbedingte
Schwankungen der Ökostrom-
produktion auszugleichen, sind alle
verfügbaren Technologien nötig.



34

26 ENERGIEPOLITIK
Verdopplungen bis 2040:
Ist das noch machbar?

28 ENERGIEPOLITIK
Ohne Fachkräfte keine Energiewende

30 INNOVATION
Wie haben Sie das gemacht,
Herr Rimpler?

34 DIE STROMMACHER:INNEN
Sie sorgen dafür, dass in Österreich
die Lichter nicht ausgehen.

36 INNOVATION
Wien macht Graskraftwerke „grün“.

48 1001 VOLT
Die Top-Events der Energiewirtschaft

50 LETZTE UNKLARHEITEN
Warum kann Strom zugleich in beide
Richtungen fließen?

Dossiers

**39 DOSSIER I:
WIE DER KLIMAWANDEL
DIE WASSERKRAFT BEEINFLUSST**
Die Stromerzeugung aus Wasser
wird sich tendenziell in die
erzeugungsarmen Wintermonate
verschieben und damit die
Versorgungssicherheit verbessern.

**43 DOSSIER II:
ROADMAP FÜR
DIE WASSERSTOFFNUTZUNG**
Welche Rolle „grüner“ Wasserstoff
im österreichischen Stromsektor ein-
nehmen kann, untersuchte das Ber-
atungsunternehmen Compass Lexecon
im Auftrag von Oesterreichs Energie.

Stromjahr 2023 – eine erste Bilanz

Wie ist das Jahr 2023 aus Sicht der Stromerzeugung verlaufen?
 Bis die finalen Zahlen vorliegen, wird es zwar noch einige Monate dauern – wir wollen die Gelegenheit dennoch für eine erste Bilanz nützen.

Erstmals seit 22 Jahren wieder Netto-Exporteur

Ein Boom bei Photovoltaik, Zuwächse bei Windkraft und starke Erzeugung aus Wasserkraft, insgesamt haben die Entwicklungen dazu geführt, dass Österreich erstmals seit dem Jahr 2000 wieder mehr Strom exportiert als importiert hat – allerdings nur um Haaresbreite: Nach aktuellen Zahlen beträgt die Differenz gerade einmal 25 Gigawattstunden.

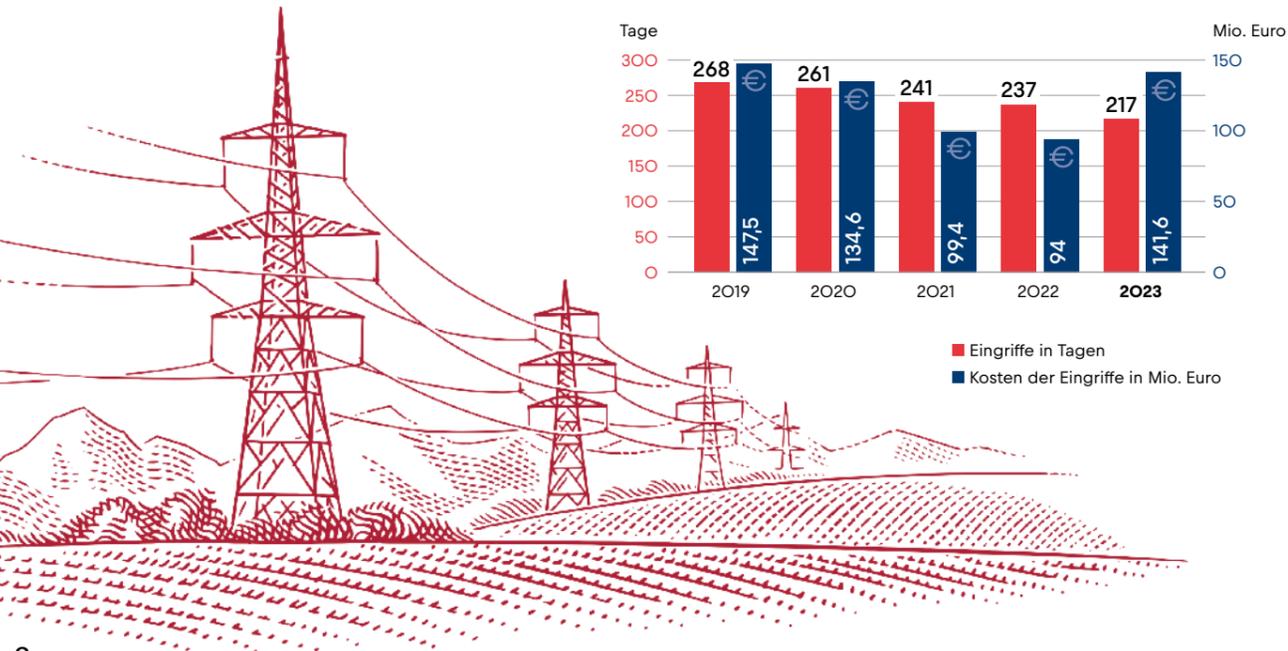
Quelle: E-Control, Oesterreichs Energie



Redispatch: Weniger Eingriffe, aber höhere Kosten

Bei den Redispatch-Maßnahmen – also den ungeplanten Eingriffen zur Stabilisierung des Stromsystems – gab es 2023 leichte Entspannung auf sehr hohem Niveau. 2023 waren an 217 Tagen Eingriffe notwendig – das sind 20 weniger als im Vorjahr. Die Kosten für die Kund:innen erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr aber um 51 Prozent auf 141,6 Millionen Euro.

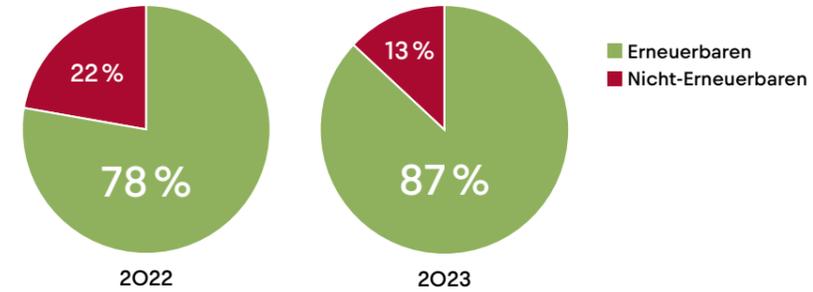
Quelle: APG



Deutliche Zuwächse beim Erneuerbaren-Anteil in Österreich

Die deutlichen Zuwächse bei Wind-, Wasser- und Sonnenenergie schlagen sich in Zahlen nieder: Nach Hochrechnungen des Fraunhofer Instituts auf Basis von Daten des Verbandes der Europäischen Übertragungsbetreibers (ENTSO-E) stieg der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung im Jahr 2023 deutlich.

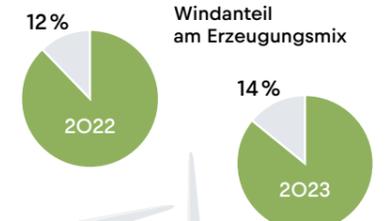
Quelle: Fraunhofer Institut



Leichtes Plus bei Wind

Der Anteil der Windenergie am gesamten Erzeugungsmix konnte im vergangenen Jahr leicht zulegen.

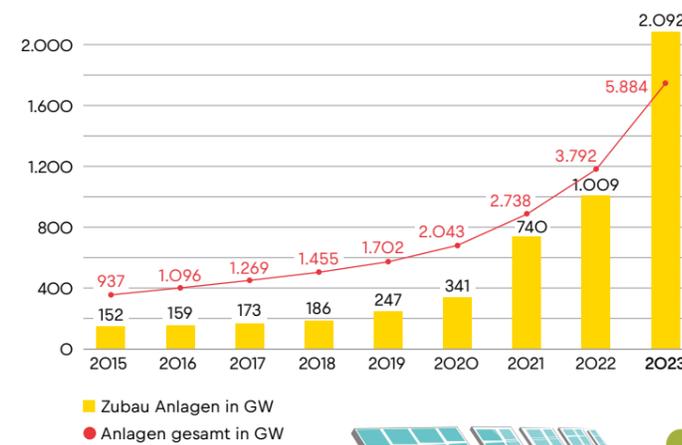
Quelle: WindEurope



Boom bei Photovoltaik hält an

Blendend gelaufen ist das Jahr 2023 nach ersten Schätzungen im Bereich Photovoltaik – noch nie war das Interesse an Sonnenkraftwerken größer. Der Zubau-Rekord aus dem Jahr 2022 dürfte sich im Vorjahr nochmals verdoppelt (!) haben.

Quelle: BMK, *vorläufige Zahlen



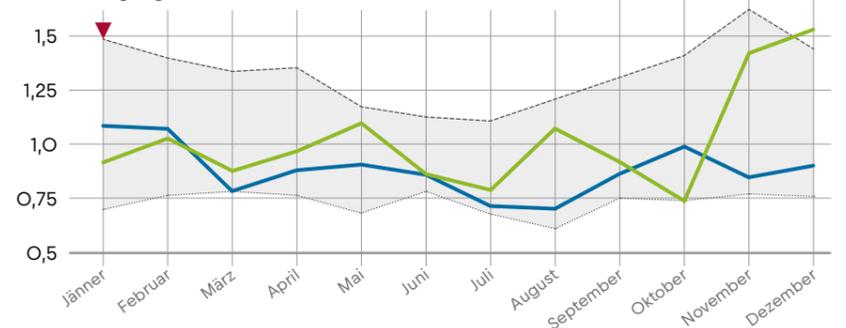
Wasserkraft erholt sich – und liefert Rekord

Nach einem schwachen Jahr 2022 erholt sich die Wasserkraft im Vorjahr. Im Dezember 2023 erreichte sie mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,58 und einem Erzeugungszuwachs von rund 74 Prozent Rekordniveau.

Quelle: E-Control

▼ Jänner 2024 ■ 2023 ■ 2022
 --- Maximum 1998 bis 2021
 Minimum 1998 bis 2021

Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke in Österreich





Vor 40 Jahren wurde das Kraftwerk von der EVN erworben und komplett modernisiert

Das EVN-Kraftwerk Gloggnitz – eine Zeitreise

Das Kleinwasserkraftwerk Gloggnitz, das aufgrund seiner eindrucksvollen Architektur eher an ein edles Lustschlösschen erinnert, hat seit seiner Errichtung in den Jahren 1883 bis 1889 durch die Papierfabrik Schöglmühl eine reiche Geschichte hinter sich. Ursprünglich für die Stromversorgung der Fabrik erbaut, entwickelte es sich im Laufe der Jahre weiter und dient heute der regionalen Stromversorgung. EVN-Sprecher Stefan Zach erklärt, dass das Gebäude entgegen der landläufigen Meinung von Anfang an als Kraftwerk konzipiert worden sei. Mit der Erweiterung im Jahr 1924 kamen die Francis-Turbinen hinzu, die auch heute noch, nach einem Jahrhundert, Strom für rund 400 Haushalte liefern. Das Kraftwerk, das das Wasser der Schwarza nutzt, wurde vor 40 Jahren von der EVN übernommen und modernisiert. Durch die Modernisierung, die den Einbau neuer Generatoren und die Automatisierung der Turbinen umfasste, produziert das Kraftwerk mit einer Leistung von 290 kW jährlich rund 1,16 Millionen Kilowattstunden Ökostrom.

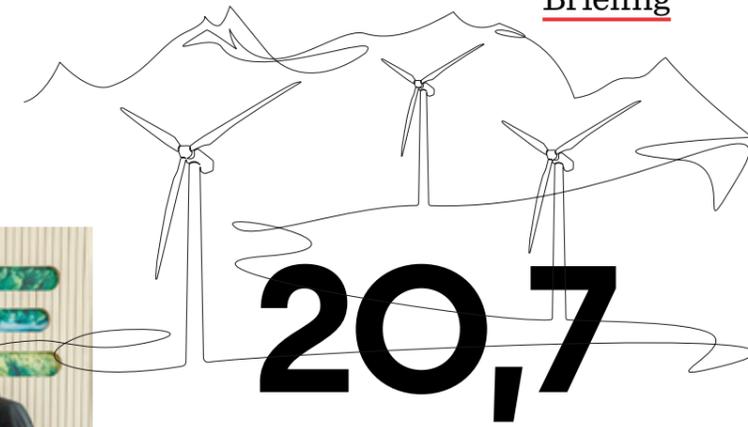
Die Antenne ist 32 kg schwer, hat einen Durchmesser von 128 mm und ist 5,5 m lang

Ein „Tornado“ für das AKW

Das niederösterreichische Kernkraftwerk Zwentendorf wurde kürzlich mit einer neuen Tornado-Antenne für die Funkversorgung des Behördenfunknetzes BOS Austria ausgestattet.

Die robuste und witterungsbeständige Antenne wurde auf dem 115 Meter hohen Abluftkamin installiert. Die Montage erfolgte aus logistischen Gründen per Hubschrauber, wobei ein Team von Spezialisten für eine effiziente Durchführung sorgte. Heute dient das nie in Betrieb genommene Kraftwerk als vielseitiges Zentrum für Sicherheitstrainings, Veranstaltungen und als beliebte Kulisse für Führungen. Es bietet einen Einblick in die 70er-Jahre und zieht jährlich bis zu 15.000 Besucher an. Die EVN nutzt das Gelände, um einen Ort der Begegnung und des Austausches zu schaffen, der die Gemeinde trotz der kontroversen Geschichte verbindet.

BEIGESTELLT: EVN/MATEJSCHEK, EVN/VEITH, E-STEIERMARK, ENERGIE AG



Zahl des Monats

20,7 Prozent des Stromverbrauchs konnten im Jänner 2024 durch Windstrom abgedeckt werden. Das Monat geht somit als windstromstärkster Jänner aller Zeiten in die „Strom-Geschichte“ ein.

Quelle: energynewsmagazine.at



Mario Ellmeier, Geschäftsführung und Technische Betriebsleitung GasNetz Veitsch; Energie Steiermark-Vorstandsdirektor Martin Graf; Bürgermeister Jochen Jance; und Bea Krenn, Projektleiterin Strategie & Business Development Energie Steiermark

Energie Steiermark übernimmt GasVeitsch

Die Energie Steiermark hat das Netz und den Kundestamm der Gasversorgung Veitsch in St. Barbara im Mürztal übernommen, nachdem der Gemeinderat das Angebot einstimmig angenommen hatte.

Die Übernahme, die mit 1. Jänner erfolgte, umfasst 400 Kundinnen und Kunden, ein Gasnetz von rund 20 Kilometern Länge sowie einen Gasliefervertrag bis 2025, der Preisstabilität für die Jahre 2024 und 2025 garantiert. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart. Martin Graf, Vorstandsdirektor der Energie Steiermark, betonte, dass mit dem Erwerb die Modernisierung und Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur in der Region gesichert und ausgebaut würden, um gemeinsam mit der Gemeinde nachhaltige Initiativen zu fördern. Bürgermeister Jochen Jance meinte, dass durch den Verkauf an einen öffentlichen Energieversorger die Energieinfrastruktur in St. Barbara im Mürztal langfristig gesichert sei und mit der Energie Steiermark ein verlässlicher Partner für den weiteren Ausbau und die Modernisierung gefunden worden sei, der die Zukunftsfähigkeit der Versorgung stärke.

Zitat des Monats

„Die Kleinwasserkraft stellt das Rückgrat der dezentralen Versorgung in Österreich dar und unterstützt die Integration anderer Erneuerbarer im Netz. Hier zu sparen, bremst die Energiewende doppelt.“



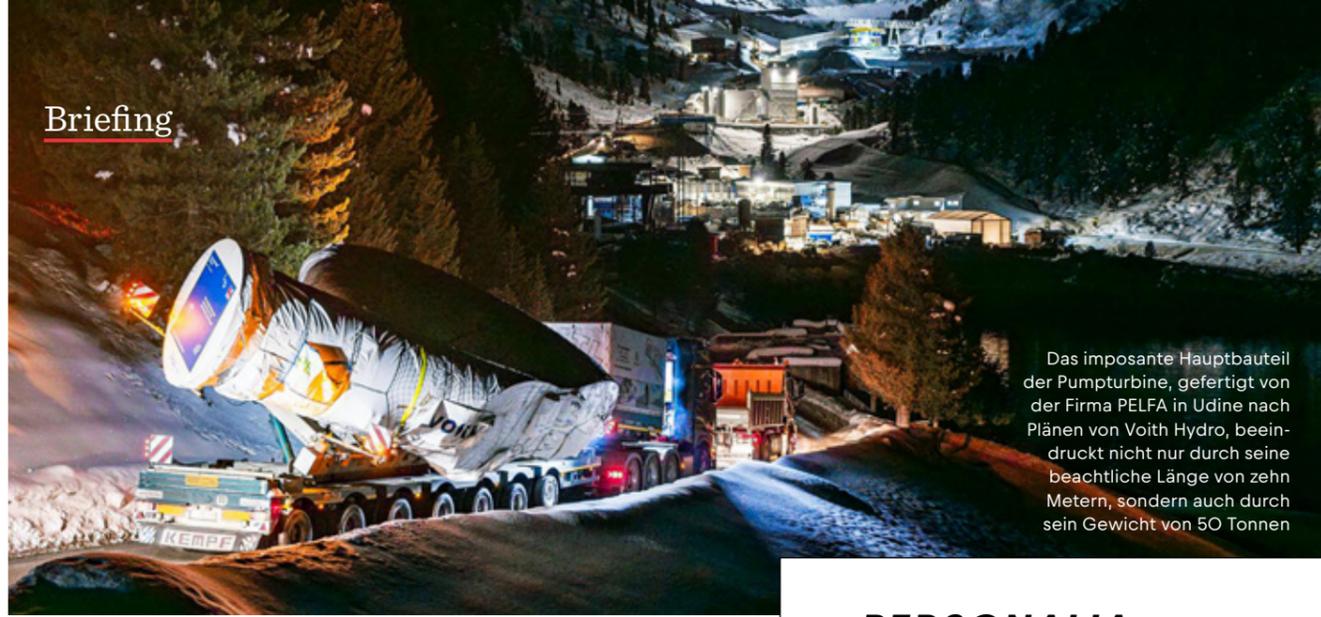
DR. PAUL ABLINGER, Geschäftsführer des Vereins Kleinwasserkraft Österreich

Energie AG treibt E-Mobilität in Oberösterreich voran

Die Energie AG fördert aktiv die E-Mobilität in Oberösterreich durch den Ausbau ihres Ladenetzes, unter anderem durch Projekte mit lokalen Unternehmen und an öffentlichen Orten wie den Eurothermen und den Star Movie Kinos. Derzeit betreibt sie 530 öffentliche Ladestationen im Bundesland und ermöglicht mit der PowerFlex-Ladekarte den Zugang zu über 11.000 Ladepunkten in Österreich. Ziel ist es, bis 2035 bis zu 50.000 Ladepunkte anzubieten, um E-Mobilität noch zugänglicher zu machen. Mehr als die Hälfte der Firmenautos fahren bereits elektrisch und an 30 Standorten stehen Ladestationen zur Verfügung, weitere 30 sind in Planung. Die PowerFlex-Ladekarte bleibt ein zentrales Element für den einfachen Zugang zum Ladenetz.



Insgesamt betreibt die Energie AG außerdem bereits 530 öffentliche Ladepunkte im ganzen Bundesland.



Das imposante Hauptbauteil der Pumpturbine, gefertigt von der Firma PELFA in Udine nach Plänen von Voith Hydro, beeindruckt nicht nur durch seine beachtliche Länge von zehn Metern, sondern auch durch sein Gewicht von 50 Tonnen

PERSONALIA

Meilenstein im Kühtai

Im Kühtai konnte kurz vor dem Jahreswechsel ein entscheidender Fortschritt für das Kraftwerk Kühtai 2 erzielt werden.

Die Spirale für die Pumpturbine, ein zentrales Element des Projekts, wurde trotz winterlicher Verhältnisse und enger Straßenpassagen erfolgreich angeliefert. Das zehn Meter lange und 50 Tonnen schwere Bauteil, das nach Plänen von Voith Hydro bei PELFA in Udine gefertigt wurde, musste für den Transport teilweise zerlegt werden und wird vor Ort wieder zusammengesetzt. TIWAG-Bauvorstand Alexander Speckle sieht in diesem Projekt einen wichtigen Beitrag zur Energiewende in Tirol, indem die Energieversorgung mit erneuerbarer Wasserkraft gestärkt wird. Der Transport der Spirale war eine logistische Herausforderung, die durch Spezialtechnik und sorgfältige Planung gemeistert wurde. Nach der Ankunft und dem Einbringen der Spirale im Jänner 2024 folgen die Endmontage und eine Druckprobe, bevor die Spirale fest eingebetoniert wird. Mit der Inbetriebnahme von Kühtai 2 im Jahr 2026 wird das Kraftwerk zusätzlichen CO₂-freien Strom produzieren und damit den Tiroler Beitrag zur sauberen Energieversorgung und zum Klimaschutz unterstreichen.



Die erfolgreichen Lehrlinge mit Energie AG-CEO Leonhard Schitter

Erfolgreicher Lehrabschluss in der Energie AG

Bei der Energie AG haben alle 19 Lehrlinge im Bereich Elektro- und Metalltechnik die Berufsschule erfolgreich abgeschlossen, davon 17 mit ausgezeichnetem oder gutem Erfolg.



Alexandra Wittmann wird neue Finanzvorständin des niederösterreichischen Energieversorgers EVN. Gemeinsam mit dem CEO Stefan Szyszkowitz und dem ebenfalls neu bestellten Technikvorstand Stefan Stallinger (siehe unten) komplettiert sie ab September 2024 das Vorstandstrio.



Stefan Stallinger wird neuer Technikvorstand (CTO) der EVN AG. Er folgt Franz Mittermayer nach, der pensionsbedingt sein Vorstandsmandat Ende März zurücklegen wird. Der studierte Wirtschaftsingenieur war zuletzt Geschäftsführer der Energie AG Oberösterreich Tech Services GmbH.



Peter Stöckler wechselte von der Leitung der Konzernstrategie der Energie AG Oberösterreich in die Erzeugung. Der 46-jährige studierte Umweltsystemwissenschaftler leitet mit Josef Postl und Norbert Rechberger diesen Bereich.



Astrid Salmhofer übernimmt die Leitung der Kommunikation der Wiener Stadtwerke-Gruppe. Salmhofer vereint als Chief Communications Officer (CCO) die Leitung der Konzernkommunikation und die strategische Steuerung der Kommunikationsagenden in den Konzernunternehmen.



Marika Püspök wird als Chief Climate Officer (CCLO) der Wiener Stadtwerke hinkünftig für die Themen Strategie, Klimaschutz, ESG Management und Transformationsprozesse zuständig sein.

**5 Fragen an ...
... Leonore Gewessler**



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

Vor genau vier Jahren, im März 2020, erschien die StromLinie in neuem Gewand, mit einem Antrittsinterview mit Ihnen am Cover. Wenn Sie zurückdenken – wo hat es seither die größten Fortschritte gegeben?

Leonore Gewessler: Wenn wir zurückblicken, ist unglaublich viel geschehen. Wir haben uns das Ziel 100 Prozent sauberen, erneuerbaren Strom bis 2030 gesetzt und haben die notwendigen Gesetze für die Energiewende geschaffen: Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz und schnellere UVP-Verfahren sind beschlossen, der integrierte Netzinfrastukturplan liegt vor, das Elektrizitätswirtschaftsgesetz war gerade in Begutachtung und das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz ist in koalitionsinterner Abstimmung. Ganz wichtig ist mir auch dabei, dass bei der Energiewende die Menschen teilhaben können. Energiegemeinschaften machen das Teilen von selbst erzeugter Energie möglich, und mit der Umsatzsteuerbefreiung auf private PV-Anlagen machen wir das Sonnenkraftwerk am eigenen Dach so einfach wie nie zuvor. All das funktioniert. Das beweisen die Zahlen.

Wo besteht noch der größte Handlungsbedarf?

Gewessler: Ein großes aktuelles Thema im Energiebereich sind sicher die notwendigen Flächen. Da ist noch Aufholbedarf. Wenn in manchen Bundesländern im Jahr 2024 noch immer kein Windrad steht, ist das weder zeitgemäß noch verantwortungsvoll und

muss sich ändern, gerade in Zeiten einer globalen Energiekrise. Hier werden sicher die kommenden Jahre entscheidend sein, dass alle verstehen: Erneuerbare sind die Zukunft und sorgen für Unabhängigkeit. Da machen wir mit. Möglich ist das allemal – und die Ziele sind schon heute in Griffweite.

Mit Ende Februar ist die Begutachtungsfrist fürs EIWG abgelaufen. Wie ist der aktuelle Stand? Für wann ist der Beschluss geplant?

Gewessler: Dieses wichtige Energie-Gesetz schafft einen zeitgemäßen Rechtsrahmen für den heimischen Strommarkt und bringt klare Regeln für den gezielten und schnellen Ausbau der Stromnetze. Es ist von grundlegender Bedeutung, um die notwendige Infrastruktur für die Energiewende zur Verfügung zu stellen. Momentan sichten die Expert:innen in meinem Haus die Vielzahl an Stellungnahmen und arbeiten relevante Punkte ein, damit wir das Gesetz bis Sommer beschließen können. Das ist ein sportlicher Zeitrahmen, daher mein Appell an alle: Es gilt die konstruktiven Kräfte zu bündeln.

Die EU-Kommission hat Anfang Februar erneut ihre Klimaziele bis 2040 verschärft. Wir reden oft über Ziele, was braucht es, damit wir stärker in die Umsetzung kommen?

Gewessler: Österreich hat sich vorgenommen, bis 2040 bereits klimaneutral zu sein – und ein gutes europäisches Klimaziel unterstützt unsere Arbeit. 90 Prozent Emissionseinsparungen gegenüber 1990 ist eine ehrgeizige, aber in Zeiten der Klimakrise notwendige Ansage. Wie beim Ziel für 2030 kommt nach dem Beschluss des Zieles die Arbeit zur konkreten Umsetzung. Wir haben in den letzten Jahren mit dem Maßnahmenbündel im „Fit for 55“-Paket gezeigt: Wir füllen unsere Ziele mit Leben und schützen so unser Klima wirklich. Dafür werde ich mich auch weiter stark machen.

Wenn Sie die Möglichkeit hätten, weitere fünf Jahre das Klimaschutzministerium zu führen, was wären Ihre drei wichtigsten politischen Umsetzungsprojekte?

Gewessler: Grüne Klimaschutzpolitik wirkt – das zeigen uns unter anderem sinkende Emissionen und steigende Erneuerbaren-Anteile. Aber es bleibt noch viel zu tun – für diese als auch für jede weitere Regierungsperiode bis 2040. Insofern gilt im Energiebereich, den begonnenen Weg fortzusetzen und nicht beim ersten Gegenwind vom Kurs abzukommen. Das vorgeschlagene EU-Klimaziel heißt auch EU-weit 90 % Erneuerbare im Stromsystem. Da braucht es ein stabiles Investitionsumfeld, das Strommarktdesign muss mitziehen und es braucht mehr Augenmerk auf das Thema kosteneffiziente Flexibilität. Grüne Industriepolitik ist ein weiterer wichtiger Schwerpunkt. Und bei alledem Gerechtigkeit und Teilhabe ins Zentrum zu stellen – dann haben wir auch unsere Gesellschaften am Weg dabei. Wir haben noch viel zu tun!

BEIGESTELLT, TIWAG, ENERGIE AG, MARTINA DRAPER, THOMAS TOPF

Brennpunkt Netze

Leistungsstarke Netze sind Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Diese Tatsache blieb in der Öffentlichkeit lange Zeit wenig beachtet. Je mehr grüner Strom in Österreich produziert wird, desto dringender wird aber das Thema. **Die StromLinie fasst die neun wichtigsten Punkte zusammen.** Was Netzbetreiber für den Netzausbau brauchen, was sie hindert und warum Kapazitätssteigerungen allein nicht reichen werden.

Die Nachricht aus Oberösterreich hatte bundesweite Aufmerksamkeit erregt – jedenfalls unter Branchenkennern. Ende Dezember kündigte die Netz Oberösterreich an, dass in einigen Bereichen Versorgungsgebiets keine neue PV-Anlagen zur Einspeisung zugelassen werden – bis der dafür notwendige Netzausbau vollzogen ist. Man habe zu dieser Maßnahme greifen müssen, um die allgemeine Versorgung nicht zu gefährden. Damit ist ein Szenario sichtbar geworden, vor dem Fachleute schon länger warnen: Überforderte Netze, die den gigantischen Zuwachs an Strom aus volatiler erneuerbarer Energie nicht mehr verarbeiten können.



„Allein 2023 haben die Verteilernetzbetreiber österreichweit PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund zwei Gigawatt angeschlossen. Das ist mehr als das Doppelte im Vergleich zu 2022 und eine Verzehnfachung im Vergleich zu 2020.“

Franz Strepfl, Sparten Sprecher Netze Oesterreichs Energie

Leitungen im Ausnahmezustand Weshalb die Netze an ihre Grenzen stoßen

1. „Allein 2023 haben die Verteilernetzbetreiber österreichweit PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund zwei Gigawatt installiert. Das ist mehr als das Doppelte im Vergleich zu 2022 und eine Verzehnfachung im Vergleich zu 2020“, umfasst Franz Strepfl, Sparten Sprecher Netze bei Oesterreichs Energie, die Herausforderungen, die Netzbetreiber derzeit bewältigen müssen.

Auch Gerhard Christiner, Vorstand

des Übertragungsnetzbetreibers APG, sieht eine fordernde Lage: „Wir haben bereits jetzt die Situation, dass es im Sommer phasenweise zu viel erneuerbare Erzeugung gibt, jedoch die Netze für den Transport und auch regionale Speichermöglichkeiten fehlen.“

Wie stark dieses Missverhältnis inzwischen ist, lässt sich auch mit Zahlen illustrieren. So gab es vor drei Jahren nur vier Tage im Jahr, an denen die Betreiber von PV- und Windanlagen ihre

Produktion zurückfahren oder abschalten mussten, weil der Preis, den sie am Markt erzielen konnten, nicht ausreichend war. Vor zwei Jahren gab es bereits zwanzig solcher Tage, im Vorjahr gar vierzig. Die Schlussfolgerung ist offensichtlich: Die Produktionskapazitäten sind hoch, die Möglichkeiten, den produzierten Strom zu speichern oder dorthin zu transportieren, wo er gebraucht wird, können damit aber nicht Schritt halten.



„Wir werden in den nächsten Jahren einen weiteren Netzausbau benötigen. Zugleich muss man aber auch sagen, dass uns bereits sehr viel gelungen ist.“

Werner Hengst, Vorstand Netz Niederösterreich



„Für einen raschen PV-Ausbau brauchen wir im Bereich der Netze vor allem zwei Dinge: Transparenz und Planbarkeit.“

Vera Immitzer, Geschäftsführerin Bundesverband Photovoltaic Austria

Viel gelungen, noch mehr zu tun

Warum weiterer Ausbau unvermeidlich bleibt

2. Egal, wen immer man in der Branche fragt, der Befund fällt stets ähnlich aus: „Wir werden in den nächsten Jahren einen weiteren Netzausbau benötigen und es ist gut, dass die Diskussion darüber geführt wird“, urteilt zum Beispiel Werner Hengst, Vorstand von Netz Niederösterreich. „Zugleich“, ergänzt er, „muss man aber auch sagen, dass uns sehr viel gelungen ist.“ Allein in Niederösterreich habe man bislang nahezu 100.000 PV-Anlagen ins Netz integriert. Rund 50 Prozent der österreichischen Windkraft kommt aus Niederösterreich

und wird ebenfalls erfolgreich integriert. Doch der rasante Umbau der Stromproduktion erlaubt den Netzbetreibern keine Verschnaufpause. Sie sollen die Netze im Eiltempo ausbauen, müssen aber zugleich Hindernisse auf vielen unterschiedlichen Ebenen aus dem Weg räumen. „Die Verfügbarkeit von Arbeitskräften und Material, die notwendigen Genehmigungsverfahren sowie die Bereitschaft der Grundeigentümer, die Benützung der von uns benötigten Grundstücke einzuräumen, sind nur einige der Herausforderungen, denen wir

uns tagtäglich stellen“, sagt Spartensprecher Strempl.

Und APG-Vorstand Christiner ergänzt: „Um die im Netzentwicklungsplan festgeschriebenen Ausbauziele zu erreichen, brauchen wir schnellere und einfachere Genehmigungsverfahren.“ Der rechtliche Rahmen dazu ist mit der RED III, der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie der EU, zwar gegeben, das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG), mit dem die Richtlinie ins nationale Recht übergeführt werden soll, lässt allerdings noch auf sich warten.

Harte Vorgaben, schlechte Rahmenbedingungen

Wo Politik im Sinne der Energiewende nachbessern muss

3. Es ist schon eine schräge Welt: Auf der einen Seite kämpfen die Netzbetreiber mit langen Verfahrensdauern, auf der anderen Seite sollen sie Anforderungen erfüllen, die unter den gegebenen Umständen de facto nicht erreichbar sind. Im aktuellen Entwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz finden sich jedenfalls Vorgaben, die aus Netzbetreibersicht einer Konfrontation mit der Realität kaum standhalten.

So sollen Netzbetreiber unter ande-

rem dazu verpflichtet werden, Kunden je nach Netzebene innerhalb von sechs bis achtzehn Monaten ab Antragstellung einen Anschluss bereitzustellen. Der Wunsch, auf diese Weise den Netzausbau zu beschleunigen, ist psychologisch zwar nachvollziehbar, allerdings praktisch kaum einlösbar.

„Dass man Fristen setzt, innerhalb denen Netzbetreiber einen Anschluss bereitstellen sollen, ist legitim und im Sinne der Energiewende verständlich.

Die Dauer der Genehmigungsverfahren und die Lieferzeiten für die Komponenten, die wir benötigen, um einen Anschluss herzustellen, müssen aber aus dem Fristenlauf herausgenommen werden, sonst wird das Gesetz nicht umsetzbar sein“, fasst Manfred Hofer, der Geschäftsführer von Netz Oberösterreich, die Problemlage zusammen und weist darauf hin, dass derzeit schon die Lieferzeit für einen Transformator ein Jahr beträgt.

Bürokratie schafft keine Transparenz

Welche Neuerungen aus Kundensicht wenig Sinn machen

4. Ebenfalls als kritisch sehen Netzbetreiber die im EIWG vorgesehene Pflicht zur monatlichen Rechnungslegung. Im Hinblick auf Transparenz und eine laufende Kontrolle der Kosten bringt diese Regelung zwar durchaus Vorteile, sie würde, so argumentiert der Spartensprecher Netze bei Oesterreichs Energie, Franz Strempl, aber die Ressourcen der Netzbetreiber binden und Kosten verursachen. „Aus meiner Sicht erscheint es fraglich, ob

eine monatliche Abrechnung und damit der Verlust einer planbaren monatlichen Belastung von der Mehrheit der Kunden gewünscht wird“, sagt Strempl.

Wenig durchdacht findet der Spartensprecher auch das Vorhaben, verpflichtend für jeden Kunden und jede Kundin eine Auslesung des Viertelstundenlastprofils vorzuschreiben. „Sinnvoller wäre es, das nur dort zu tun, wo der Kunde bzw. die Kundin es ausdrücklich wünscht, oder dort, wo eine

derart feine Auflösung tatsächlich notwendig ist, wie etwa bei Energiegemeinschaften.“

Um den Netzausbau zu forcieren und auch mehr Transparenz für die Kundinnen und Kunden zu schaffen, sollen Netzbetreiber überdies in Zukunft auch einen minutiösen Ausbauplan bzw. eine möglichst aktuell gehaltene Auflistung der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten verfügbar machen.

Planung und Transparenz

Was einen praktikablen Netzausbauplan ausmacht

5. Der Wunsch nach einem solchen detaillierten Netzentwicklungsplan ist in der Vergangenheit immer wieder geäußert worden. Dafür stark gemacht hat sich unter anderem die PV-Branche. So meint etwa die Geschäftsführerin vom Bundesverband Photovoltaic Austria, Vera Immitzer: „Für einen raschen PV-Ausbau brauchen wir vor allem zwei Dinge: Transparenz und Planbarkeit. Netzentwicklungspläne, aus denen hervorgeht, wo und wann in Zukunft neue Einspeisekapazitäten vorhanden sein werden, wären in diesem Kontext sehr wichtig.

Genauso wie eine Darstellung der aktuell noch vorhandenen Kapazitäten, auch auf den unteren Netzebenen, also dort, wo die PV-Anlagen tatsächlich angeschlossen werden.“

Es ist vor allem der letzte Punkt, der auf der Seite der Netzbetreiber auf wenig Begeisterung stößt. Man würde damit, so der Tenor, bloß einen weiteren Papiertiger schaffen, der an den Ursachen der Engpässe nichts ändere, aber zusätzlichen administrativen Aufwand verursache. „Ein Netzausbauplan im Hochspannungsnetz bis 110 kV macht Sinn, darunter aber nicht“, sagt

daher Manfred Hofer, der Geschäftsführer von Netz Oberösterreich.

Denn der Ausbau auf den unteren Ebenen, erklärt er, im Nieder- und Mittelspannungsnetz hänge wesentlich davon ab, wo Kunden Anlagen errichten würden. Das könne man nur bedingt vorhersagen, sei aber gesetzlich verpflichtet, dort auszubauen, wo Bedarf bestehe. Und – darauf macht unter anderem Florian Pilz, der Geschäftsführer von Netz Burgenland, aufmerksam: Ein Teil der Kapazitäten muss auch für Störungsfälle reserviert werden.

Noch mehr Ausbau nötig

Aktualisierte Zahlen zeigen: Der Finanzierungsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze und des Übertragungsnetzes liegt bis 2040 bei mehr als 50 Milliarden Euro.

2022 hatte eine Studie von Frontier Economics und dem AIT im Auftrag von Oesterreichs Energie einen Investitionsbedarf in die Verteilnetze von 15 Milliarden Euro bis 2030 und 30 Milliarden Euro bis 2040 ergeben. Berücksichtigt man die nun im Integrierten Österreichischen Netzinfrastukturalplan (ÖNIP) genannten Ausbauerfordernisse sowie die deutlich gestiegenen Preise für Betriebsmittel und Dienstleistungen, ergibt sich ein aktualisierter Bedarf von 24 Milliarden Euro bis 2030 und 44 Milliarden bis 2040. Im Bereich des Übertragungsnetzes hat sich der Bedarf von den veran-

schlagten vier Milliarden auf neun Milliarden erhöht. Damit liegt der Investitionsbedarf in Verteilnetze und Übertragungsnetz bei in Summe 53 Milliarden Euro bis 2040. Schon 2022 haben Frontier Economics und AIT betont, dass das volkswirtschaftliche Risiko aufgrund von zu geringen Netzinvestitionen das Risiko aufgrund von etwaigen zu starken Netzinvestitionen bei Weitem übersteigt. Das Risiko ist außerdem asymmetrisch: Eine zu strenge Regulierung führt viel schneller zu höheren Kosten als eine zu milde Regulierung, die Überausbau bis zu einem gewissen Grad zulässt.



„Wir hatten 2023 Kosten für das Engpassmanagement in der Höhe von über 140 Millionen Euro. Ausbauprojekte zu verzögern, ist daher sowohl klimapolitisch als auch wirtschaftlich kontraproduktiv.“

Gerhard Christiner, Vorstand Austrian Power Grid



„Das Ziel Energiewende ist grundsätzlich von einer sehr breiten Mehrheit gewünscht. Es geht aber darum, einen Weg zu finden, bei dem die Netzbetreiber, der Gesetzgeber, die Kontrollbehörde und die Netznutzer dieses Ziel gemeinsam verwirklichen.“

Manfred Hofer, Geschäftsführer Netz Oberösterreich

Versorgungssicherheit

Warum der Blick nach vorne wichtig ist

6. Versorgungssicherheit ist ein wichtiger Punkt. Denn das Störungs- und Engpassmanagement wird für die Netzbetreiber zu einer immer größeren Herausforderung. „Wir hatten 2023 Kosten für das Engpassmanagement in der Höhe von über 140 Millionen Euro“, erinnert APG-Vorstand Gerhard Christiner. Ausbauprojekte zu verzögern, indem man die dafür dringend nötigen gesetzlichen Rahmenbedingungen wie das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz nicht beschließt, sei daher sowohl klimapolitisch als auch wirtschaftlich kontraproduktiv.

Um die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten, müsse man außerdem schon jetzt über den zukünftigen Umgang mit Netzreserven nachdenken, findet Christiner. Bis 2025 sind sie durch die entsprechenden Reservekraftwerke gesichert, eine Verlängerung der dazu notwendigen Bewilligungen auf europäischer Ebene bis zum Jahr 2030 steht aber an.

Für die österreichischen Reserven relevant wird in diesem Kontext auch die geplante Einführung eines Kapazitätsmarkts in Deutschland ab 2028 sein, der dazu dienen soll, Lücken in

der Stromversorgung zu schließen. Da Deutschland bei Strom Österreichs wichtigster Handelspartner ist, hätte eine solche Umstellung auch für Österreich Folgen: „Wir hätten dann in Deutschland und in Österreich zwei unterschiedliche Systeme. Denn in Österreich kommen die Reservekapazitäten nicht auf den Markt, sondern werden ex post zur Behebung von Überlastungen im Stromsystem eingesetzt“, erklärt Christiner. Wie man die beiden Systeme in Einklang bringen könnte, ist derzeit alles andere als klar.

Netzausbau als Gemeinschaftsprojekt

Wie ein gerechter Netztarif aussehen könnte

7. Im Sinne funktionierender Netze wäre es in Zukunft notwendig, wieder stärker das große Ganze zu sehen, so Christiner: „In der Vergangenheit hat man zu oft an einzelnen Stellschrauben gedreht, ohne das Gesamtsystem im Auge zu behalten.“

Ein Punkt, an dem ein ganzheitlicher Blick auf jeden Fall notwendig sein werde, ist laut Branchenprofis die zukünftige Tarifstruktur bzw. die Frage, wie es gelingen könne, Regelungen zu schaffen, die die Kosten des Netzausbaus möglichst gerecht verteilen würden. „Das Ziel Energiewende ist grundsätzlich von einer sehr breiten Mehrheit gewünscht. Es geht aber darum, einen

Weg zu finden, bei dem die Netzbetreiber, der Gesetzgeber, die Kontrollbehörde und die Netznutzer dieses Ziel gemeinsam verwirklichen“, sagt dazu Manfred Hofer.

In diesem Zusammenhang wird immer wieder auch eine Harmonisierung der Netzkosten gefordert, um zu verhindern, dass gerade die Kunden jener Netzbetreiber, die ihre Netze besonders stark ausbauen, mit finanziellen Nachteilen rechnen müssen: „Jeder Ausbau führt dazu, dass die Netzgebühr weiter steigt. Dort, wo nicht ausgebaut wird, bleibt die Gebühr hingegen niedrig. Ein Anreiz zum Ausbau ist das nicht“, findet zum Beispiel Vera Immit-

zer, Geschäftsführerin des Bundesverbands Photovoltaic Austria.

Das Forum Versorgungssicherheit sieht es ähnlich und stellt in einer Stellungnahme zum neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz fest: „Weiterhin ungeklärt bleibt das Problem der fairen Kostenverteilung von Investitionen für die Energiewende. In Regionen, wo besonders viele Produktionsanlagen für erneuerbare Energien errichtet werden, steigt auch der Bedarf am Ausbau der Netze. Die Kosten für die Netze werden aber von den Endkundinnen und -kunden über die Netztarife getragen. Somit würden die Vorreiter des Klimaschutzes finanziell benachteiligt.“

Ausbau allein reicht nicht

Welche Maßnahmen bei der Effizienzsteigerung helfen

8. Positiv beurteilt die Branche hingegen, dass im Entwurf des ELWG der Weg zu einem Leistungspreis auf allen Netzebenen geebnet wird. Damit werde ein wichtiger Anreiz zu schonender und somit effizienter Netznutzung gesetzt. „Wenn ein Elektroauto mit 50 kW über zwei Stunden geladen wird, bezieht es die gleiche Strommenge wie bei einer Ladung mit 10 kW über zehn Stunden, es belastet das Netz aber ungleich höher. Dass diese Tatsache nun in der Tarifgestaltung abgebildet wird, ist zu begrü-

ßen“, findet der Spartensprecher Netze bei Oesterreichs Energie, Franz Strempl.

Doch auch andere Maßnahmen könnten zur Schonung und besserer Auslastung der Netzinfrastruktur beitragen, wie Werner Hengst, Vorstand von Netz Niederösterreich, betont: „Was in der Diskussion derzeit zu kurz kommt, sind alternative Lösungen, wie die dynamische Leistungsregelung oder netzdienliche Speicher. Diese Maßnahmen wären schon heute relativ einfach umzusetzen, doch es braucht

dafür die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen.“

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz sieht zwar vor, dass Netzbetreiber Speicher in Zukunft netzdienlich betreiben dürfen. Der organisatorische Aufwand, der damit verbunden ist, ist aber sehr groß: Jeder solche Speicher muss extra bewilligt werden. „Wenn nur zehn Prozent der in Österreich verbauten Trafostationen mit netzdienlichen Speichern ausgestattet werden müssten, wären das mehr als 10.000 Anträge“, rechnet Franz Strempl vor.

Speicher gefragt

Wie sich das System regionalisieren ließe

9. Ebenfalls kritisch sieht Strempl die zeitliche Beschränkung des flexiblen Netzzugangs. „Spitzenkappung kann sehr gut für eine besser Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur sorgen, ohne die Produktion massiv zu beschränken. Im Jahresschnitt gehen bei einer Spitzenkappung bei 70 Prozent nur rund drei Prozent der produzierten Energie verloren“, sagt er und plädiert für eine Lösung, die Spitzenkappung als dauerhaften Teil der Systemregulierung definiert.

Entlastung könnte in das System aber auch gebracht werden, sagen Experten, indem man erneuerbaren Strom verstärkt vor Ort nutze. Während der letzten Jahre wurde zwar der Ausbau der Produktion vorangetrieben, Anreize, die Verbraucherinnen und Verbraucher dazu motivieren, den selbst erzeugten Strom auch größtenteils selbst zu nutzen, waren allerdings rar.

APG-Vorstand Gerhard Christiner findet daher, dass es nun möglicherweise an der Zeit sei, über eine Speicher-

Förderung nachzudenken: „Eine Möglichkeit der Regionalisierung könnte darin bestehen, anstatt PV-Anlagen Speicher zu fördern. Wenn jedes Einfamilienhaus mit PV-Anlage den Überschuss, den es erzeugt, speichert, könnte das zu einer wesentlichen Entlastung der Netze beitragen.“ An der Notwendigkeit, die Netze weiter mit Hochdruck auszubauen, würde das freilich wenig ändern. Vielleicht aber, gemeinsam mit anderen Maßnahmen, etwas Druck aus dem System nehmen.

Fünfte Regulierungsperiode Strom

Die Ergebnisse der Verhandlungen zur fünften Regulierungsperiode Strom bringen aus der Sicht der Netzbetreiber Teilverbesserungen, aber keinen Durchbruch mit sich.

Die Verhandlungen zur fünften Regulierungsperiode Strom, die mit 1.1.2024 begonnen hat und bis Ende 2028 dauern wird, wurden von der Branche mit besonders großem Interesse verfolgt – nicht zuletzt, weil im Vorfeld immer wieder von einer Regulierungswende gesprochen wurde, die die bisherige Tarifsystematik an die Erfordernisse der Energiewende anpassen sollte. Nun fällt das Urteil durchwachsen aus. Dass Kostensteigerungen aufgrund hoher Inflation und steigender Ausbauforderungen zeitnah im Netztarif Berücksichtigung finden, sehen Netzbetreiber positiv. Auch die Senkung der generellen Produktivitätsvorgabe von 0,95 auf 0,4 Prozent ist laut Branchenvertretern

ein Schritt in die richtige Richtung, obwohl man angesichts der immensen Ausbau- und Umbauherausforderungen für eine Senkung auf null plädiert hatte. Positiv wird auch die Verzinsung neuer Investitionen unter Berücksichtigung des gestiegenen Zinsniveaus gesehen, wohingegen der geringere Zinssatz für bestehende Investitionen bis 2023 kritisch beurteilt wird. Ebenfalls Teil des neuen Regulierungsregimes ist die Einführung eines neuen Betriebskostenfaktors für den Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte, der sich je nach Anschluss zwischen 443 Euro für Anlagen unter 20 kW und 2045 Euro für Anlagen über 1.000 kW bewegt.

Zukunftsfähiger Rahmen?

Vor kurzem endete die Begutachtung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG), das das in die Jahre gekommene EIWOG ablösen wird. Etliches in dem Entwurf ist gut gelungen, doch es gibt noch Anpassungsbedarf. Wichtig ist ein zügiger Beschluss.

Es soll die neue rechtliche Grundlage für die Tätigkeit der Elektrizitätsbranche für die kommenden etwa zehn Jahre bilden: das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), das sich nach umfassender Begutachtung nun in parlamentarischer Behandlung befindet. Nach den Plänen des Energieministeriums (BMK) könnte der Beschluss noch vor dem Sommer erfolgen, jedenfalls aber noch vor dem Auslaufen der Legislaturperiode Ende September. Der Hintergrund ist: Das derzeit geltende Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) wurde in seiner ersten Fassung vor mehr als 20 Jahren zu Beginn der Strommarktöffnung beschlossen. Trotz einer Vielzahl von Novellen genügt es den Anforderungen der Energiewende nicht mehr. Aus diesem Grund entschloss sich das BMK zu einer weitgehenden, grundlegenden Neugestaltung des Elektrizitätsrechts. Nicht zuletzt plant das Ministerium dabei eine Bereinigung der Kompetenzen in diesem Bereich: Sie sollen so weit wie möglich auf den Bund übergehen. Den Bundesländern würden dagegen nur noch Details zur eigenen Ausgestaltung verbleiben.



„Erfolgt der Beschluss nicht mehr in der laufenden Legislaturperiode, verlieren wir mindestens ein Jahr. Diese Zeit haben wir nicht.“

Michael Strugl, Präsident von Oesterreichs Energie

Laut Oesterreichs Energie ist der Entwurf des EIWG über weite Strecken gut gelungen und eine solide Basis für die Bewältigung der Energiewende. Überdies erfolgen damit längst fällige Umsetzungen der europäischen Strombinnenmarkt-Richtlinie. Und das ist dringend notwendig, weil bereits ein Mahnschreiben der EU-Kommission an die Bundesregierung erging und ein Vertragsverletzungsverfahren droht.

Wichtig sind deshalb nun zügige Verhandlungen im Parlament und ein rascher Beschluss im Plenum. Dieser bedarf einer Zweidrittelmehrheit und damit der Zustimmung zumindest der SPÖ oder der FPÖ, weil das EIWG ja in die Kompetenzen der Bundesländer eingreift. Michael Strugl, der Präsident von Oesterreichs Energie: „Wir sind der Auffassung, dass der Gesetzgeber dem Regulator zumindest grundlegende Leitlinien für seine Arbeit vorgeben sollte, damit die Regulierung im Einklang mit den politischen Zielen erfolgt.“ Strugl appelliert an die politischen Verantwortlichen, das Gesetz noch in der laufenden Legislaturperiode zu beschließen. Erfolge das nicht, „verlieren wir mindestens ein Jahr. Diese Zeit haben wir nicht.“

Modernes Energierecht

Zu den etlichen positiven Aspekten des EIWG-Entwurfs gehört nach Ansicht von Oesterreichs Energie, dass dieser ein „modernes Energierecht auf Basis von europäischen Vorgaben“ schafft. Auch in diesem Zusammenhang stehen die Bestimmungen hinsichtlich der Einbindung von neuen Marktteilnehmern, darunter Aggregatoren und Energiege-

Zügig behandeln, bitte: Das EIWG sollte vom Parlament jedenfalls noch in der laufenden Legislaturperiode beschlossen werden, empfiehlt Oesterreichs Energie

meinschaften. Überdies enthält der Entwurf wichtige Regelungen zum Stromhandel zwischen Privatpersonen und Unternehmen, die nicht der E-Wirtschaft angehören (Peer-to-Peer-Verträgen), wenngleich im Detail noch Diskussionsbedarf besteht. Zu begrüßen ist weiters das „Vorhaben, endlich Rechtssicherheit bei verschiedenen Kund:innen-Themen wie Preisanpassungen, Sozialtarif und Grundversorgung zu schaffen“. Diesbezüglich hat eine Arbeitsgruppe unter Leitung des BMK ihre Tätigkeit aufgenommen, der Vertreter anderer mit dieser Thematik befasster Ministerien wie Konsumentenschutz oder Sozialpartner angehören. Auch Oesterreichs Energie ist in der Arbeitsgruppe vertreten. Erstmals gesetzlich verankert ist im EIWG weiters ein Leistungspreis für verursachergerechtere Netzkosten. Dabei handelt es sich um eine langjährige Forderung von Oesterreichs Energie, zu der bekanntlich intensive und konstruktive Verhandlungen mit der Regulierungsbehörde E-Control stattfanden. Weil bis Jahresende die flächendeckende Installation digitaler Stromzähler (Smart Meter) bei Haushaltskunden abgeschlossen sein dürfte, ist die Einführung einer Leistungsbeziehung für sämtliche Stromkunden nun möglich. Als im Prinzip positiv erachtet Oesterreichs Energie darüber hinaus die Fokussierung des EIWG „auf Transparenz und Kundeninformation sowie die Stärkung der elektronischen Kommunikation“. Auch diesbezüglich müssen allerdings noch manche Fragen geklärt werden. Auch die „klaren Regeln für die Nutzung von Smart-Meter-Daten für den Netzbetrieb“ gehören nach Ansicht von Oesterreichs Energie zu den positiven Aspekten des EIWG-Entwurfs.

Prioritäten teils unklar

Bei allem deutlich sichtbaren guten Willen des BMK sind bei einem Vorhaben von der Dimension des EIWG manche Schwächen jedoch kaum vermeidbar. Einer der Kritikpunkte von Oesterreichs Energie ist die teils unklare Prioritätensetzung bei der Digitalisierung. Laut dem Entwurf müssen die (Verteil-)Netzbetreiber dafür sorgen, „dass ehestmöglich



Nicht dramatisch:

Wird die Einspeisung einer PV-Anlage auf 70 Prozent begrenzt, können nur fünf Prozent der Erzeugung nicht ins Netz aufgenommen werden

lich, spätestens einen Monat ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts bei der jeweiligen Endkundin oder beim jeweiligen Endkunden, sämtliche Viertelstundenwerte im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für die Endkundin oder den Endkunden 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät gespeichert

werden“. Laut Oesterreichs Energie ist die Infrastruktur des Smart-Meterings für die Bewältigung der entsprechenden Datenmengen indessen nicht ausgelegt. Daher ist es nicht möglich, sämtliche Daten fristgerecht zu übermitteln und zu verarbeiten. Die E-Wirtschaft empfiehlt deshalb, vorerst jenen Kunden die Viertelstundenwerte zu senden, die

diese tatsächlich benötigen – etwa Kunden, die selbst Strom erzeugen oder Flexibilität bereitstellen, aber auch Energiegemeinschaften sowie Kunden mit einem Jahresbedarf von mehr als 10.000 Kilowattstunden (kWh). Für alle anderen Kunden reicht dagegen die Übermittlung von Tageswerten aus.

Ferner wünscht Oesterreichs Energie die Einführung eines „flexiblen Netzzugangs“. Damit würde Verteilnetzbetreibern gestattet, die Einspeiseleistung von (Ökostrom-)Erzeugungsanlagen dauerhaft auf 70 Prozent der Nennleistung zu begrenzen. Dies hört sich dramatischer an, als es ist: Bei Photovoltaikanlagen würde es bedeuten, dass maximal fünf Prozent des jährlich erzeugten Stroms nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden. Und verloren wäre der Strom damit keineswegs: Er könnte beispielsweise vom Erzeuger selbst oder in einer Energiegemeinschaft genutzt, oder – etwa in Batterien – für eine spätere Verwendung gespeichert werden. Diese Einspeisebegrenzung würde es ermöglichen deutlich mehr Ökostromanlagen an das Netz anzuschließen.

Auf die Stromspeicher bezieht sich eine weitere Empfehlung von Oesterreichs Energie. Laut dem EIWG-Entwurf können Speicher nur dann von den Netzentgelten befreit werden, wenn sie „systemdienlich“ betrieben werden. Dies ist per Einzelfallprüfung zu eruieren. Wie die E-Wirtschaft betont, sind solche Prüfungen aber sehr aufwendig. Sinnvoll wäre daher, neue Speicher aller Art inklusive Elektrolyseuren generell von den Netzentgelten zu befreien, wie dies etwa in Deutschland der Fall ist.

Rechtssicherheit nötig

Dringend nötig ist die Schaffung der Rechtssicherheit bei Preisanpassungen. Der EIWG-Entwurf übernimmt im Wesentlichen die geltenden Bestimmungen des EIWOG, die sich als untauglich erwiesen haben. Umso wichtiger ist es, im Rahmen der eingangs genannten Arbeitsgruppe des BMK taugliche Regeln zu schaffen – auch was die Grundversorgung und die eventuelle Einführung von Sozialtarifen betrifft.

Sinnvoll wäre es, neue Speicher aller Art inklusive Elektrolyseuren generell von den Netzentgelten zu befreien, wie dies etwa in Deutschland der Fall ist.

Die Gespräche sind im Gang, eine Einigung gibt es noch nicht.

Angepasst werden sollte laut Oesterreichs Energie die Verpflichtung, allen Kunden, die über Smart Meter verfügen, monatliche Stromrechnungen zu stellen. Grundsätzlich begrüßt die Branche diese Regelung. Aufgrund technischer und organisatorischer Gegebenheiten empfiehlt sich aber die Festlegung praktikabler Fristen. Immerhin

betrifft die Umstellung mehr als fünf Millionen Zählpunkte. Es bedarf daher ausreichender Zeit und umfassender Kommunikation gegenüber den Kunden, um Verunsicherungen zu vermeiden.

Schließlich gibt der EIWG-Entwurf der E-Control eine weitreichende Verordnungsbefugnis, vor allem für Festlegungen zur Bemessung und Verrechnung des Netznutzungs-, Netzanschluss- und Netzverlustentgelts, aber auch bei allfälligen Ausnahmen, Pauschalierungen, Rabatten und Zuschlägen für dynamische Tarife. Damit überträgt der Gesetzgeber der Behörde ein hohes Maß an Entscheidungsgewalt. Wichtig wäre laut Oesterreichs Energie demgegenüber, zumindest die Grundsätze der Kostenermittlung gesetzlich festzulegen und über die grundlegenden Leitlinien „weiterhin politisch zu entscheiden“.

Das EIWG

Die Forderungen der E-Wirtschaft

Im Wesentlichen erhebt Oesterreichs Energie zum EIWG-Entwurf folgende Forderungen:

Klare Prioritäten bei Digitalisierung

Übermittlung der mit Smart Metern erhobenen Viertelstundenwerte zuerst an jene Kunden, die diese benötigen.

Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs

Dauerhafte Begrenzung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen auf 70 Prozent der Nennleistung.

Befreiung der Speicher von Netzentgelten

Entfall des Kriteriums der „Netzdienlichkeit“ und der vorgesehenen aufwendigen Einzelfallprüfungen.

Rechtssicherheit bei Preisanpassungen

Klare gesetzliche Regelung wie Preise angepasst werden können.

Trennung von Grundversorgung und Sozialtarif

Gute Kommunikation der Umstellung auf monatliche Abrechnung
Dies betrifft auch die Festlegung praktikabler Fristen für die Umstellung.

Klare Vorgaben für die Regulierungsbehörde bei der Bestimmung der Netztarife

Gesetzliche Festlegung der Grundsätze zur Kostenermittlung.

Flexibilität gefragt

Um die witterungsbedingten Schwankungen der Ökostromproduktion auszugleichen, sind alle verfügbaren Technologien nötig – von Pumpspeichern bis hin zu regelbaren Lasten, wie eine aktuelle Studie zeigt.

Mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne steigt der Bedarf an Flexibilität, um die witterungsbedingten Produktionsschwankungen auszugleichen. Welche Möglichkeiten es dabei gibt, untersuchten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler der Technischen Universität Wien im Auftrag der für Stromhandel und Stromvermarktung zuständigen Verbund Energy4Business GmbH und der Wien Energie. In der Studie „Flexibilitätsoptionen für den Betrieb des zukünftigen österreichischen Stromsystems“ wurden diese Optionen mit Rücksicht auf die Einbindung Österreichs in das europäische Stromsystem abgeschätzt.

„Der wichtige Umbau des Energiesystems weg von fossilen Grundlastkraftwerken hin zu volatilen Erneuerbaren erfordert sehr viel mehr Flexibilität im System. Bei dieser großen Aufgabe sind alle verfügbaren technischen Optionen gleichermaßen gefragt“, erläutert Robert Slovacek, der Geschäftsführer der Verbund Energy4Business. Ihm zufolge müssen neue Pumpspeicherkraftwerke für Speicherung über Wochen, Monate und Saisonen, Batterien für kürzere Fristen und zukünftig mit Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke rasch errichtet werden und im Strommarkt ihre Rolle einnehmen. Auch bei der Nachfrage gibt es große Hebel durch die Bündelung von flexiblen Lasten wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder durch die Nutzung von regelbaren industriellen Prozessen. Zusätzlich braucht es signifikante und rasche Investitionen in die Stromnetze, um das Funktionieren der grenzüberschreitenden Strommärkte

als wesentliche Voraussetzung für den effizienten Umgang mit Energie weiter zu gewährleisten.

Je zwei Szenarien für 2030 und 2040

Das bestätigt auch die Studie. Ihre Autoren untersuchten für 2030 und 2040 je zwei Szenarien (A und B). Österreich will seinen Strombedarf ab 2030 bilanziell komplett mit erneuer-

„Der wichtige Umbau des Energiesystems weg von fossilen Grundlastkraftwerken hin zu volatilen Erneuerbaren erfordert sehr viel mehr Flexibilität im System.“

Robert Slovacek, Geschäftsführer der Verbund Energy4Business

baren Energien decken und bis 2040 klimaneutral werden. Die „A“-Szenarien orientierten sich am „Distributed Energy“-Szenario des Übertragungsnetzbetreiber-Verbands ENTSO-E mit einem „starken Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in ganz Europa, ambitionierten Stilllegungspfaden konventioneller Kraftwerke sowie einer hohen Steigerung der Stromnachfrage durch die sektorenübergreifende Elektrifizierung“. Passend zum Fit-for-55-Paket der EU-Kommission sinken die CO₂-Emissionen EU-weit von 1990 bis 2030 um 55 Prozent. Der Anteil der erneuer-

baren Energien an der EU-Stromproduktion steigt bis 2030 auf 64 Prozent, bis 2040 auf 78 Prozent. Ihren „B“-Szenarien legten die Fachleute unter anderem die Ökostrom-Ausbauziele Österreichs zugrunde. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke beziffern sie für 2030 mit 3,4 Gigawatt (GW), für 2040 mit 1,7 GW. Die Turbinenleistung der Speicherkraftwerke liegt jeweils bei rund 9,0 GW. Die Stromnachfrage wiederum beträgt 2030 im Szenario A 96 Terawattstunden (TWh), im Szenario B 85 TWh. 2040 sind es im Szenario A 117,8 TWh, im Szenario B 95 TWh.

Angenommen wird auch, dass wegen steigender CO₂-Kosten Gaskraftwerke ab 2030 Strom günstiger erzeugen können als Steinkohle-Anlagen. Vorausgesetzt wird ferner ein Flow-Based Market Coupling (FBMC) in der CORE-Netzregion, der Österreich angehört. Die verfügbare Kapazität auf den grenzüberschreitenden Leitungen beziffert die Studie mit 70 Prozent, jenem Wert, den die EU-Kommission anstrebt. Beim Ausbau der Übertragungsnetze geht die Studie von der rechtzeitigen Umsetzung der Projekte im Ten Year-Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E von 2020 und im Netzentwicklungsplan der Austrian Power Grid (APG) von 2020 aus.

Damit ergibt sich laut den Autoren der Studie folgendes Bild: „Im Szenario A ist Österreich Nettoimporteur und kann den Stromverbrauch nicht zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen decken. Im Szenario B wird der österreichische Stromverbrauch bilanziell zu mehr als 100 Prozent aus den erneuerbaren Quellen gedeckt und Österreich ist Nettoexporteur.“

Vier Optionen

Als „wichtige Kenngröße zur Ableitung des Flexibilitätsbedarfs“ nennt die Studie die Residuallast, also die Differenz zwischen der erneuerbaren Erzeugung und dem Mindestbedarf an elektrischer Energie. Für das Sommerhalbjahr erwartet sie Erzeugungüberschüsse („negative Residuallast“), für das Winterhalbjahr dagegen Deckungslücken („positive Residuallast“).

Ausgehend davon untersucht die Studie vier Flexibilitätsoptionen: 1. Importe sowie Exporte von elektrischer Energie, 2. den Einsatz hydraulischer Speicher sowie Batteriespeicher, 3. die Nutzung gasgefeuerter Anlagen und Power-to-Gas-Anlagen und schließlich 4. den Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen wie etwa Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Die Untersuchung zeigt, „dass Importe und Exporte von elektrischer Energie von signifikanter systemischer Bedeutung für das österreichische Elektrizitätsversorgungssystem sind. In Zukunft werden sowohl Importe als auch Exporte weiter ansteigen und als Flexibilitätsoption an Bedeutung gewinnen.“ Ähnliches gilt für hydraulische Speicher und Batteriespeicher, die „weiterhin eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen und in der Lage sind, hohe negative und positive Residuallasten auszugleichen. Zudem zeigt sich, dass die Speicher bereits 2030 in allen Szenarien hoch ausgelastet sind und zusätzliche Speicherkapazitäten, wie in den Szenarien von 2040 angenommen, ebenso stark ausgenutzt werden.“ Gaskraftwerke bleiben aber unverzichtbar. Sie werden je nach Szenario in rund 4.700 bis 5.400 Stunden pro Jahr zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs verwendet: „In den verbleibenden Stunden entspricht die Erzeugung der Must-Run-Verpflichtung, wie beispielsweise zur Deckung von Industrie- oder Fernwärmebedarfen“. Außerdem ist laut der Studie ab etwa 2040 „der Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Gasen und damit eine CO₂-neutrale Stromerzeugung denkbar“. Power-to-Gas-Anlagen dürften dagegen „nur selten eingesetzt“ werden.

Nicht ohne Pumpspeicher

Derzeit dominieren laut Slovacek in der EU hinsichtlich der Flexibilität die Pumpspeicher, die rund 97 Prozent des Bedarfs decken. Sie bilden auch „die einzige Technologie, die alle benötigten Flexibilitätsprodukte im Strombereich großtechnisch skalieren und effizient und verlässlich bereitstellen kann – und zwar sowohl kurzfristig als auch saisonal“. Insgesamt stellt sich die Lage laut Slovacek folgendermaßen dar: „Verbund ist einer der größten Betreiber von Pumpspeichern in Europa und investiert viel Geld in den Ausbau. 570 Millionen Euro fließen allein in das Kavernenkraftwerk Limberg III in Kaprun, das 2025 mit einer Leistung von 480 Megawatt (MW) in Betrieb geht. Komplexe Optimierungsmodelle dienen dazu, Pumpspeicherleistung in den Zeiten höchsten Bedarfs zur Verfügung zu haben.“

Zurzeit decken Pumpspeicher rund 97 Prozent des Flexibilitätsbedarfs in der EU.

Batteriespeicher vermarktet das Unternehmen bereits seit 2020 in Österreich und Deutschland „mittels einer eigens entwickelten, leistungsstarken Optimierungsplattform. Mittlerweile beträgt die vermarktete Batteriespeicherleistung allein im deutschen Markt mehr als 200 MW.“ Geplant ist, bis Ende 2030 insgesamt 2.500 MWh an Speicherkapazitäten zu installieren. In Weißenthurm-Kettig in Rheinland-Pfalz entsteht bis 2026 eine Großanlage mit 116 MWh. Auch die Batterien von E-Autos könnten laut Slovacek eine wichtige Rolle im Strommarkt spielen, wenn 2030, „wie vom Umweltbundesamt prognostiziert, jeder dritte PKW in Österreich ein Elektroauto ist“.

Ferner bündelt der sogenannte „Verbund-Power-Pool“ Slovacek zufolge „ein Portfolio von industriellen Lasten und Erzeugern, Ökostromanlagen und

Speichern quer über alle Branchen. Droht Instabilität im Netz, kommen diese Flexibilitäten zum Einsatz. Im Segment Demand-Response können beispielsweise flexible Lasten vom Netz genommen oder dazugeschaltet werden. Nicht zeitkritische Produktionsanlagen können so von flexiblen Tarifmodellen profitieren und durch systemdienliches Verhalten einen Beitrag zur Energiewende leisten.“

Herausforderung Wärme

Bezüglich der dezentralen Flexibilitätsoptionen werden laut der Studie etwa 50 Prozent der einschlägigen Anlagen „am Spotmarkt vermarktet. Dabei wird der Einsatz unter Einhaltung der zugrundeliegenden Wärmebedarfe und Fahrprofile und der verfügbaren Lastverschiebepotenziale am Spotmarkt optimiert.“ Vergleichsweise häufig dürften künftig Power-to-Heat-Anlagen zum Einsatz gelangen. Da sie zunehmend den Wärmebedarf der Gesellschaft decken müssen, ist ihr Verschiebe- respektive Flexibilitätspotenzial aber relativ gering.

Michael Strebl, der Vorsitzende der Wien Energie-Geschäftsführung, hält zur Wärmeversorgung fest: „Kurzfristig geht es uns darum, die Kunden preislich zu entlasten, denn wir haben gesehen, welche Preissprünge bei fossilen Energieträgern möglich sind. Langfristig ist es wichtig, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu beenden.“ In Wien liege der jährliche Wärmebedarf bei 15 TWh: „Der gesamte Energiebedarf muss sinken, denn es wird nicht gelingen, unser System auf erneuerbare Energieträger umzustellen, wenn wir beim heutigen Energieverbrauch bleiben. Reduktion und Energieeffizienz sind das Gebot der Stunde.“ Strebl rechnet mit einem „deutlichen Ausbau der Fernwärme von sechs auf 7,8 TWh bis 2040“. Der Marktanteil der Fernwärme in Wien soll von etwa 43 Prozent auf über 60 Prozent steigen: „Dabei spielt auch die Dekarbonisierung der Fernwärme eine wichtige Rolle.“ Die CO₂-Neutralität bis 2040 zu erreichen, sei für die Wien Energie eine „Herkulesaufgabe“.



Ederer meint ...

Die Stromnetze sind ein Turbo für Innovationen

Beim Thema Energiewende fallen den meisten sofort die großen Herausforderungen ein, die dafür bewältigt werden müssen. Und tatsächlich muss da noch viel geschehen, vor allem, was den Ausbau der Netzinfrastruktur betrifft. Doch vielleicht sollte auch der Blick darauf gelenkt werden, welche positiven Nebeneffekte diese große, tiefgreifende Umstellung des Stromsystems mit sich bringt. Sie hat die Stromnetzbetreiber zu hochinnovativen Unternehmen gemacht, von denen laufend Impulse für Forschung und Entwicklung ausgehen.

Die wichtigste Revolution findet ohne Zweifel im Bereich der Digitalisierung statt. Aus Stromleitungen sind Smart Grids geworden, intelligente Netze im wahrsten Sinn des Wortes, wo die Erhebung und Auswertung von Daten einen wesentlichen Teil der täglichen Arbeit darstellt. Ein Teil der Smart Grids sind die Smart Meter, also die intelligenten Zähler. Diese erheben Daten über den Stromverbrauch, erfassen die Netzbelastung und eine Reihe anderer Parameter – und dies alles unter Wahrung höchster Datenschutzanforderungen. Die anonymisierte Datenanalyse erleichtert eine präzise Steuerung und Optimierung des Stromnetzes. Davon profitiert in erster Linie die Versorgungssicherheit, denn die erneuerbaren Energiequellen, allen voran Wind- und Sonnenkraftwerke, unterliegen bekanntlich heftigen Schwankungen. Die Netze müssen Leistungsspitzen ebenso abfedern wie plötzlichen Leistungsabfall. Zur Zuverlässigkeit gehören auch die Früherkennung und schnelle Reaktion bei Störungen. Neben der Digitalisierung sind

derzeit die Speichertechnologien ein Tummelplatz für Innovationen und neue Ideen. Speicher werden im Stromsystem der Zukunft an drei Stellen gebraucht: Betreiber von Wind- und Solaranlagen brauchen Speicher, um trotz ständig schwankender Wetterlagen halbwegs verlässlich liefern zu können. Für das Funktionieren des Gesamtsystems sind groß dimensionierte, saisonale Speicher nötig. Denn auch das intelligenteste System wird nichts daran ändern können, dass die Photovoltaik im Sommer wesentlich mehr Strom produziert, als verbraucht werden kann, während im Winter

die Erzeugung hinter dem Bedarf zurückbleiben wird. Hier warten wir noch auf einen Durchbruch – doch es gibt vielversprechende Ansätze, sodass auch Privatpersonen im Sommer die Kraft der Sonne einfangen und buchstäblich für den Winter einlagern können.

Die dritte wichtige Funktion von Batteriespeichern liegt in der Netzstabilisierung. Um die Leitungen zu entlasten und die Spannungsqualität zu erhalten, werden in Zukunft auch in den Netzen Kurzzeit-Speicher eingesetzt werden. Derzeit ist das aus formalen Gründen rechtlich noch nicht möglich, doch es wird rein technisch früher oder später notwendig sein.

Der Wandel der Netzbetreiber zu Technologie-Unternehmen ist in vollem Gange. In Summe ist geplant, bis 2030 rund 15 Milliarden Euro in den Ausbau der Netzinfrastruktur zu investieren. Der Turbo für Innovationen wurde also gerade erst gezündet.

Brigitte Ederer ist Sprecherin des Forum Versorgungssicherheit, das sich für die langfristige Sicherung der hohen Qualität der österreichischen Energieversorgung einsetzt.

Der Wandel der Netzbetreiber zu Technologie-Unternehmen ist in vollem Gange.

Verdopplung bis 2040: Ist das machbar?

Um die Klimaziele von 2030 zu schaffen, muss Österreich seine Erneuerbaren-Erzeugung um 27 TWh steigern. Gemessen an 2020 muss die Erneuerbaren-Produktion bis 2040 verdoppelt werden. Die technische Machbarkeit ist bei diesem gigantischen Vorhaben allerdings nicht das Problem.

Es ist eine Rechnung mit vielen Variablen. Das Gelingen der Energiewende hängt von politischen Rahmenbedingungen ebenso ab wie von der Bereitschaft der Bevölkerung, die grüne Transformation mitzutragen. Es hängt vom Verbraucherverhalten ebenso ab wie von der Nutzung technischer Einsparpotenziale, von der Europapolitik und von den globalen Krisenherden. Doch selbst im optimalen Fall, wenn alle Faktoren, die die Energiewende behindern, so klein wie möglich gehalten werden, bleibt klar: Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist für den Erfolg ein Schlüsselfaktor und muss zügig weitergehen.

Das Potenzial ist da

Um, wie im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz festgeschrieben, den österreichischen Strombedarf bis 2030 über das Jahr gerechnet vollständig aus erneuerbaren Quellen decken zu können, wird die Errichtung von zusätzlichen Erneuerbaren-Kapazitäten im Ausmaß von mindestens 27 Terawattstunden nötig sein. Das wiederum erfordert – gemessen am Jahr 2020 – eine Erhöhung der Erneuerbaren-Leistung von 21 GW auf 45 GW.

Fasst man die Vorgaben für 2040 ins Auge, also die von Österreich bis dorthin angestrebte Klimaneutralität, werden die Erfordernisse noch einmal größer. Die

Erneuerbaren-Leistung muss dann bis auf 72 GW fast verdreifacht und die Erneuerbaren-Erzeugung auf 132 TWh mehr als verdoppelt werden.

Die gute Nachricht dabei ist: Technisch ist all das machbar, wie Karl Heinz Gruber, Spartensprecher Erzeugung bei Oesterreichs Energie, erklärt: „Das Ausbaupotenzial, um die für 2030 und 2040 festgeschriebenen Klimaziele zu erreichen, ist definitiv da. Auch bei der in Österreich bereits gut ausgebauten Wasserkraft sind die vorgesehenen 5 TWh bis 2030 und 10 TWh bis 2040 technisch möglich.“

Flächen, Genehmigungen und Lieferketten als Bremsfaktoren

Bei Wind und PV sind die Ausbauziele bis 2030 deutlich höher, bis 2040 wird bei PV eine Steigerung um rund 1.400 Pro-



„Ich wünsche mir, dass Zeiten kommen, in denen Gemeinden sich darin messen, wer die meisten kW an erneuerbaren Energien installiert hat.“

Karl Heinz Gruber, Spartensprecher Erzeugung bei Oesterreichs Energie

zent angestrebt, bei Wind immerhin mehr als eine Vervielfachung, doch bei Wind und PV ist auch viel mehr Potenzial da. „Hier ist“, so Gruber, „die entscheidende Frage, ob einerseits die entsprechenden Flächen in Genehmigungsverfahren rechtzeitig zur Verfügung gestellt werden, und andererseits ob es gelingt, die Lieferketten so weit stabil zu halten, dass der Ausbau funktioniert, und ob die benötigten Fachkräfte verfügbar sein werden.“

Zumindest bei der Frage der Genehmigungen ist Gruber trotz aller Verzögerungen in der Vergangenheit positiv gestimmt. Denn, so seine Hoffnung: Je sichtbarer die unmittelbaren Auswirkungen des Klimawandels werden, je stärker die Wetteranomalien zunehmen, desto größer wird die Akzeptanz dafür werden, dass die Energiewende auch in der Landschaft sichtbar sein wird – in der Form von Windrädern, Wasserkraftwerken oder PV-Freiflächenanlagen.

Diese Akzeptanz wird es auch der Politik leichter machen, jenen Erneuerbaren-Projekten zuzustimmen, die sie heute noch blockiert: „Im Moment haben wir leider oft noch das Problem, dass lokale Entscheidungsträger erneuerbare Energie zwar grundsätzlich befürworten, die entsprechenden Anlagen aber doch lieber außerhalb ihrer Gebiete haben möchten.“

Zielerreichung offen

Die wenig erfreuliche Folge davon: Derzeit liegt Österreich beim Ausbau der Erneuerbaren nicht im Plan. Einzig und allein bei der Wasserkraft ist man derzeit auf einem Pfad, der den Ausbauzielen bis 2030 entspricht. Bei Windkraft wird zwar ein kurzfristiges Wachstum erwartet, das sich aus der Realisierung von Projekten ergibt, die lange Zeit in der Warteschleife waren, langfristig betrachtet sind aber nach wie vor Verzögerungen zu befürchten. Bei Photovoltaik wiederum konnten zwar in den letzten zwei Jahren beeindruckende Zuwächse erreicht werden, hier sind aber fehlende Freiflächenzonierungen und überlastete Netze die großen Bremsfaktoren.

Ob die erneuerbare Stromproduktion von 27 TWh erreicht werden kann, die für das Erfüllen der Klimaziele von 2030 unerlässlich ist, bleibt daher offen. Karl Heinz Gruber bringt in diesem Kontext aber auch ein positives Zukunftsszenario ins Spiel: „Es gibt ja diese Wettbewerbe, bei denen Gemeinden darum wetteifern, wer den schönsten Blumenschmuck hat. Ich wünsche mir, dass Zeiten kommen, in denen Gemeinden sich darin messen, wer die meisten kW an erneuerbaren Energien installiert hat.“

BEGESTILT, ADOBE STOCK, MACKINGER

Ohne Fachkräfte keine Energiewende

Der Fachkräftemangel macht auch vor der Energiewirtschaft nicht halt. Die Dekarbonisierung des Stromsektors dient zwar als Impulsgeber für neue Jobs, doch diese Jobs zu besetzen, wird immer mehr zu einer Herausforderung. Die StromLinie hat sich angesehen, wie man dieser Entwicklung gegensteuern könnte.

Die Zahlen zuerst: Nach aktuellen Angaben des Österreichischen Verbands für Elektrotechnik fehlen in Österreich aktuell rund 14.000 Elektrotechnikerinnen und Elektrotechniker – für die Energiewende ein Kernberuf. Und: In der aktuell 110 Berufe umfassenden Liste der Mangelberufe finden sich unzählige weitere Fachkräfte, ohne die eine Dekarbonisierung der österreichischen Energiewirtschaft nicht gelingen kann, darunter: Diplomingenieure für Starkstromtechnik, Elektromechaniker, Techniker für Starkstromtechnik, Fernmeldemonteur, aber auch Maurer und Dachdecker. Die mancherorts bereits laut geäußerte Sorge, dass die Klima- und Energiewende am Ende am fehlenden Fachpersonal scheitern könnte, erscheint daher nicht aus der Luft gegriffen.

Christian Kimmich, Leiter der Forschungsgruppe Energie, Umwelt und nachhaltige Wirtschaftsstrukturen am IHS und Mitautor mehrerer Studien zum Thema, kann das bestätigen: „Die Stellenandrangsziffer, also die Zahl der Arbeitssuchenden pro offener Stelle, legt nahe, dass es in Österreich zumindest in manchen Regionen einen merklichen Mangel an Elektrotechnikerinnen und -technikern gibt.“ Eine zusätzliche Kom-

ponente, die den Fachkräftemangel verstärkte, ergänzt er, sei die demografische Entwicklung: Im Moment kommen die geburtsschwachen Jahrgänge auf den Arbeitsmarkt. Der Kampf um die Bestqualifizierten ist hart.

Die Entscheidung fällt jetzt

Auch Alexander Rauner von der Bundessparte Gewerbe und Handwerk der Wirtschaftskammer Österreich kennt die schwierige Situation in den Betrieben. „Noch scheitert die Energiewende nicht am Fachkräftemangel“, sagt er. Aber es bestehe durchaus die Gefahr, dass das passiere. „Wir müssen schon heute die Weichen dafür stellen, dass wir auch in zehn, fünfzehn Jahren genug Fachkräfte haben. Die Menschen, die dann die grüne Transformation weitertreiben sollen, müssen wir jetzt gewinnen.“

Teilweise gelingt das bereits. Aller Demografie zum Trotz ist es in Österreich gelungen, die Zahl der Menschen, die eine Ausbildung im Lehrberuf Elektrotechnik beginnen, zu erhöhen. 2016 begannen 8722 Lehrlinge die entsprechende Ausbildung, 2022 waren es immerhin 9972. Nach oben entwickelt sich auch die Zahl in dem für die grüne Wende ebenfalls wichtigen Berufsfeld Gebäudetechnik. Von 3390 neuen Lehr-

lingen im Jahr 2016 konnte die Zahl 2022 auf 4570 gesteigert werden.

Hinzu kommt: Im Vergleich zu den meisten anderen Ländern ist Österreich in Sachen Berufsausbildung nach wie vor sehr gut aufgestellt. So haben in Österreich in der Altersgruppe der 24- bis 34-Jährigen 52 Prozent einen formalen Abschluss. Damit liegt Österreich an der Spitze der OECD. In den USA liegt die vergleichbare Zahl zum Beispiel bei gerade einmal vier Prozent.

Die Abwärtsspirale stoppen

Durch Ausbildung neuer Fachkräfte allein wird sich der Arbeitskräftebedarf, den die Energiewende erzeugt, aber dennoch nicht bewältigen lassen. Auch weil die Ausbildung eine Zeit dauert und die negativen Effekte eines Fachkräftemangels bereits jetzt drohen. Nicht umsonst verweisen Arbeitsökonominnen auf eine verheerende Dynamik, die durch jeden Arbeitskräftemangel erzeugt wird: Weil jene Fachkräfte, die es noch gibt, immer mehr Aufgaben übernehmen müssen, schlittern sie in Überforderung und verlassen in der Folge den Beruf, was den Mangel weiter verschärft. „Wir haben diese Entwicklung bei Köchinnen und Köchen gesehen. Bei Elektrotechnikern sehen

wir sie glücklicherweise noch nicht, müssen das aber unbedingt verhindern“, sagt Alexander Rauner.

Das kann unter anderem geschehen, indem man Personengruppen, die bisher nur wenig Interesse an technischen Berufen mit Bezug zur Energiewende hatten, gezielt dafür motiviert. Frauen sind eine solche Gruppe. Der IHS-Ökonom Christian Kimmich ist daher überzeugt, dass sich unter Frauen ein Potenzial findet, das noch nicht adäquat genutzt wurde. In größerem Ausmaß Fachkräfte aus dem Ausland zu holen, wie das bisweilen als mittelfristige Perspektive diskutiert wird, findet er hingegen weniger erfolgsversprechend: „In Ländern, in denen es dieses Personal gibt, wird es vor Ort gebraucht.“

Frauen als wichtiges Potenzial

Auch Sandra Kern, Geschäftsführerin des AMS Niederösterreich, sieht Frauen als eine wichtige Zielgruppe, wenn es darum geht, die personellen Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen. „Wir werden in erster Linie eine umfangreiche Informationsoffensive brauchen, die nicht nur junge Menschen für diese Jobs interessiert, sondern auch jene, die sich beruflich neu orientieren oder einen zweiten Bildungsweg einschlagen wollen. Wichtig wird es in diesem Kontext auch sein, noch stärker als bisher Frauen für klimarelevante Berufe und Green Jobs zu gewinnen. Mit unserer Offensive ‚Frauen in der Technik‘ bemühen wir uns besonders um diese Gruppe.“

An Bedeutung zunehmen, sagt sie, würden aber auch Ausbildungszentren, die ihren Fokus ganz bewusst auf Berufe legen würden, die für die grüne Transformation wichtig seien. Das AMS Niederösterreich steht gerade unmittelbar davor, ein solches Klimaschutz-Ausbildungszentrum mit 250 Ausbildungsplätzen zu errichten, das erste in Europa.

Das Ausbildungszentrum soll neben seinem praktischen Nutzen auch eine Signalwirkung haben und jungen Menschen deutlich machen, wie zukunftssicher und wichtig klimarelevante Jobs sind – ein Punkt, den auch der Ökonom Christian Kimmich unterstreicht: „Die grüne Transformation wird ja 2030 nicht aufhören, diese Jobs werden bleiben.“ Jobs im Handwerk seien seiner



„Es wird noch wichtiger als bisher sein, Frauen für klimarelevante Berufe und Green Jobs zu gewinnen.“

Sandra Kern, Geschäftsführerin AMS Niederösterreich

Ansicht nach aber auch aus einem anderen Grund krisensicher: „Eine KI wird wahrscheinlich noch lange keine Wärmepumpe oder PV-Anlage installieren können.“

Effizienzsteigerung als Gebot der Stunde

Vor allem im Bereich der Photovoltaik wird abseits der Rekrutierung von neuem Personal auch Produktivitätssteigerung ein vielversprechender Weg sein, um die aktuellen Ausbauherausforderungen zu meistern, so Kimmich: „Das kann zum einen passieren, indem man möglichst standardisierte und möglichst leicht zu installierende Komponenten nutzt, zum anderen aber auch, indem man verstärkt Freiflächen-Anlagen errichtet. Dann stellt sich allerdings natürlich die Frage der Genehmigungen und Widmungen.“

In dicht bebauten Gebieten stoße diese Strategie aber auch an Grenzen, ergänzt Kimmich, weshalb der PV-Ausbau in Wien auch besonders personalintensiv sei und der Personalmangel hier besonders stark ins Gewicht falle: „Ein Elektrotechniker in Niederösterreich kann im Schnitt rund drei Mal so viel an PV-Leistung installieren wie in der Stadt, weil am Land eben viel leichter in die Fläche gegangen werden kann.“

Regional unterschiedliche Grade an Personalmangel ergeben sich aber auch aus einem anderen Grund, wie Alexander Rauner erklärt: „Österreich profitierte jahrelang von einem Fachkräfteüberschuss, auch weil das Lohngefälle zwischen den osteuropäischen EU-Staaten und Österreich für ein entsprechendes Angebot am Arbeitsmarkt sorgte.“ Das sei aber inzwischen vorbei: Durch die steigenden Löhne vor Ort sinke in Osteuropa der Auswanderungsdruck. „Vor allem im Westen Österreichs ist der Effekt, dass weniger Arbeitskräfte aus dem Ausland kommen, daher bereits stark zu spüren.“

Welche Jobs die Energiewende braucht

In einer Studie für das AMS Niederösterreich hat sich das IHS mit der Frage beschäftigt, wie viele und welche Jobs der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik schafft. Ebenfalls Gegenstand der Studie waren die Wertschöpfungs- und Fiskaleffekte des Ausbaus. Der PV-Ausbau wird zwischen 2022 und 2031 nach Berechnungen des IHS eine Bruttowertschöpfung von rund 1,5 Milliarden Euro sowie Steuern und Abgaben in der Höhe von fast 520 Millionen Euro generieren. Bei Windkraft werden es im gleichen Zeitraum rund 1,2 Milliarden Euro an Bruttowertschöpfung und 440 Millionen Euro an fiskalischen Effekten sein.

Damit geht auch eine beträchtliche Beschäftigungswirkung einher: Sie beläuft sich bei Photovoltaik auf rund 1.500 Vollzeitäquivalente jährlich und bei Windkraft auf rund 1.100 Vollzeitäquivalente. Im PV-Bereich sehen die Studienautoren am stärksten Elektroinstallateurinnen und -installateure mit Lehrabschluss- oder Meisterprüfung nachgefragt, etwas weniger stark solche mit HTL-Hintergrund. Im Bereich der Windkraft sehen sie in Relation zu Photovoltaik einen stärkeren Bedarf auch an hochqualifizierten Fachkräften, die über eine technische Ausbildung auf HTL-, Universitäts- oder Fachhochschulniveau verfügen. Diese Personen werden unter anderem für die technische Anlagenplanung benötigt. Vor allem in der Phase der Anlagenerrichtung werden für die Energiewende aber auch weniger qualifizierte gebraucht, die als angeleitete Kräfte unterstützend an der Seite von Elektrotechnikerinnen und Elektrotechnikern eingesetzt werden können.

Wie haben Sie das gemacht, Herr Rimpler?

Der Photovoltaik-Pionier **Gerhard Rimpler** hat seit den neunziger Jahren alle Entwicklungen in der Branche aus nächster Nähe miterlebt. Heute erleichtern die Produkte seines Unternehmens my-PV, Photovoltaikstrom lokal zu nutzen, und entlasten so Netze und Haushaltsbudgets.



Gerhard Rimpler (59)

besuchte als Sohn eines Bauunternehmers zunächst eine Hochbau-HTL, studierte dann Elektrotechnik, wechselte zur Betriebswirtschaft und schlug dann eine Wissenschaftskarriere als Assistent an der Universität Linz ein, wo er auch promovierte. Nach einer Zwischenstation bei Fronius machte sich Rimpler im PV-Bereich selbstständig und war als Unternehmer in der netzfernen Stromversorgungstechnik tätig. Wieder zurück in Österreich gründete er 2011 mit Partnern my-PV, einen Gerätehersteller, dessen Lösungen die Aufbereitung von Warmwasser und das Heizen mithilfe von PV-Strom ermöglichen. Rimpler hat zwei Söhne, einer davon ist wie seine Ehefrau auch Teil des stetig wachsenden Teams von my-PV.

Oberösterreich und Photovoltaik – diese zwei Konstanten ziehen sich durch das Leben von Gerhard Rimpler. Der Unternehmenssitz von my-PV, seinem jüngsten, 2011 gegründeten Unternehmen, liegt gerade einmal fünf Kilometer Luftlinie von Steyr entfernt.

Nach Wels, zum Headquarter des Photovoltaik- und Batteriespezialisten Fronius, sind es wiederum knappe dreißig Kilometer Luftlinie. Dort begann vor fast dreißig Jahren Rimplers bis heute andauernde Liebe zu PV. 1995 hatte er dort die Aufgabe übertragen bekommen, die Photovoltaik-Sparte des Unternehmens aufzubauen.

Photovoltaik war damals ein absolutes Minderheitenprogramm. Diejenigen, die damit überhaupt etwas anfangen konnten, assoziierten es am ehesten noch mit der Energieversorgung von Satelliten, aber sicher nicht mit einer grünen Revolution. „Als ich von der Uni Linz in die Branche wechselte, haben mich manche Freunde tatsächlich gefragt: ‚Gerhard, gehst du jetzt in die Raumfahrt?‘“, erinnert sich Rimpler.

Hotspot Oberösterreich

Ungeachtet aller Missverständnisse ist Oberösterreich Mitte der neunziger Jahre ein wichtiger Hotspot der jungen PV-Szene. Zur gleichen Zeit wird in Wien auch der Bundesverband Photovoltaik Österreich gegründet, aus dem später die Branchenvertretung Photovoltaik Austria hervorgehen wird. Rimpler ist eines der sechs Gründungsmitglieder.

„Dass mein Berufsleben so tief mit Photovoltaik verbunden sein wird, war nicht von Anfang an vorgezeichnet. Ich habe nach der HTL zwar Elektrotechnik studiert, bin dann aber auf Betriebs-

„Mir ist schon in den neunziger Jahren klar geworden, was für ein Potenzial Photovoltaik hat – ökonomisch und ökologisch.“

Gerhard Rimpler

wirtschaft umgestiegen und habe zunächst einmal in diesem Fach eine wissenschaftliche Karriere verfolgt“, erzählt Rimpler. Dann sei er aber, wie er formuliert, vom PV-Virus infiziert worden. „Als ich in den neunziger Jahren begonnen habe, mich mit dem Thema auseinanderzusetzen, ist mir sehr schnell klar geworden, was für ein Potenzial diese Technologie hat – ökonomisch und ökologisch.“

Um die Jahrtausendwende nimmt Photovoltaiknutzung dann allmählich an Fahrt auf, der Fokus liegt aber zunächst auf netzfernen Inselsystemen: Stromversorgung von Berghütten und Elektrifizierung in Schwellenländern sind das häufigste Einsatzgebiet der Technologie.

Erfahrung mit Inselsystemen

Auch Rimpler setzt zu dieser Zeit auf Inselsysteme. 2001 geht er nach Ulm, um dort sein erstes eigenes Unternehmen aufzuziehen. Das Geschäftsmodell: PV-Strom für Gebiete, in denen es sonst gar keinen Strom geben würde. Neben abgelegenen alpinen Regionen Europas nimmt das Unternehmen vor allem Schwellenländer ins Visier. Von Solar-Home-Systemen bis zu großen industriellen Anlagen führt man in Afrika und Asien eine ganze Reihe von Projekten durch. „Für die Menschen dort waren

das regelrechte Game-Changer. Wenn ein Mini-Shop irgendwo in Somalia auf einmal Lebensmittel kühlen kann, weil er die dafür nötige Energie hat, dann bedeutet das natürlich einen immensen Wandel“, erklärt Rimpler.

Ökonomisch ist das Geschäft mit den Ländern des globalen Südens allerdings nicht immer einfach. Der sehr preissensitive Markt erfordert es, dass ein Großteil der Produktion vor Ort stattfindet. Das wiederum bringt eine ganze Reihe an logistischen Herausforderungen und Unwägbarkeiten mit sich. 2006 steigt Rimpler daher aus, verkauft seine Anteile und kehrt nach Österreich zurück. „Das war, glaub ich, der einzige Moment in meinem Leben, in dem ich darüber nachgedacht habe, vielleicht doch noch etwas anderes als PV zu machen.“

Gründung mit Weitblick

Am Ende lässt ihn die Sonnenenergie aber doch nicht los. Rimpler entscheidet sich dafür, einen Freund zu unterstützen, der solarthermische Kollektoren zu seinem Geschäftsmodell gemacht hat und dabei große Visionen entwickelt. Der Haken dabei: Die sehr ambitionierten Pläne scheitern unter anderem daran, dass die Nachfrage bei Kollektoren extrem von Förderungen abhängig ist. Als sich das Förderregime ändert, knickt das Interesse der Kunden in einem Ausmaß ein, das die Firma letztlich in die Insolvenz treibt. „Ich habe damals zwei ganz wichtige Dinge gelernt“, sagt Rimpler. „Zum einen, dass man Geschäftsideen auch zu groß denken kann, zum anderen, dass man sich als Unternehmer niemals von Förderungen abhängig machen sollte, auch nicht indirekt.“



my-PV-Belegschaft vor dem neuen Firmengebäude in Sierning: Motiviertes Team mit grüner Agenda

Als Rimpler 2011 mit zwei Geschäftspartnern my-PV gründet, hält er sich eisern an diese beiden Erkenntnisse. Doch er macht auch noch etwas anderes richtig: Er lässt sich nicht zu dem Fehler hinreißen, in einen Markt einzusteigen, der seinen Zenit bereits überschritten hat. Stattdessen entwickelt er eine Idee, die der Zeit um ein gutes Stück voraus ist.

„Die Solarthermie“, erinnert sich Rimpler, „hat um 2008 ihren absoluten Höhepunkt erreicht, dann begannen die Neuinstallationen zurückzugehen.“ Statt auf Sonnenkollektoren zu setzen, entscheiden sich in der Folge immer mehr Menschen für Photovoltaik und dafür, den überschüssigen Strom ins Netz einzuspeisen. Das Szenario, dass es eines Tages PV-Stromüberschüsse geben wird, die nicht mehr so einfach ins Netz integriert werden können, ist damals aber noch bei kaum jemandem am Schirm.

Warmwasseraufbereitung mit PV-Strom

Genau da setzt aber schon 2011 die Geschäftsidee von my-PV an. Die Geräte von my-PV nützen Strom aus Photovoltaik, um Warmwasser aufzubereiten. Die Vorteile des Verfahrens gegenüber klassischer Solarthermie bestehen in einem höheren Wirkungs- und Abdeckungsgrad sowie in der Tatsache, dass PV-Module einfacher und schneller zu installieren sind als solarthermische

Kollektoren. Vor allem aber: Das System ermöglicht es, den produzierten Strom im großen Stil gleich vor Ort zu nutzen.

„Im Schnitt verbraucht ein Haushalt nur dreißig Prozent des von ihm erzeugten PV-Stroms selbst, der Rest wird ins Netz gespeist. Wird der Strom aber auch zur Warmwasseraufbereitung genutzt, lassen sich siebzig Prozent oder sogar hundert Prozent lokal nutzen“, erläutert Rimpler den Pluspunkt der Lösung, der in Zeiten von überlasteten Netzen immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Als my-PV die Idee, Solarstrom für Warmwasseraufbereitung zu nutzen, vor über zehn Jahren erstmals auf der Energiesparmesse in Wels vorstellt, erntet man allerdings zunächst einmal nur verständnisloses Kopfschütteln. PV-Strom zum Wasseraufheizen zu verwenden, erscheint den meisten Messebesuchern absurd. Noch absurder findet

„Im Schnitt verbraucht ein Haushalt nur dreißig Prozent des von ihm erzeugten PV-Stroms selbst, nützt man PV zur Warmwasseraufbereitung, lassen sich bis zu hundert Prozent lokal nutzen.“

Gerhard Rimpler

Das Unternehmen

my-PV

SITZ: Sierning

GRÜNDUNG: 2011

AKTUELLE MÄRKTE: Österreich, Deutschland, Schweiz, Spanien, Italien, Benelux, Australien

GESCHÄFTSMODELL: Warmwasseraufbereitung und Heizung mit PV-Strom

die Fachwelt das etwas später von my-PV entwickelte System, das dazu dient, Gebäude mittels Solarstrom zu beheizen.

Dementsprechend schleppend läuft anfangs auch das Geschäft mit der ELWA, wie my-PV seine Lösung nennt: ein stufenlos geregeltes Warmwasseraufbereitungsgerät. In den ersten Jahren des Bestehens generiert my-PV seine Umsätze daher aus anderen Geschäftsfeldern, etwa dem Vertrieb von PV-Modulen und Wechselrichtern. An der Vision, eines Tages Warmwasser aus Solarstrom zum Hauptprodukt des Unternehmens zu machen, hält man aber fest.

Intelligente Lösung für die grüne Wende

„Ich war über all die Jahre ganz fest davon überzeugt, dass der Markt irgendwann für diese Idee reif sein wird. Und ich hatte recht“, blickt Rimpler heute zurück. Inzwischen reüssiert

my-PV nicht nur im deutschsprachigen Raum, sondern ist auch in Spanien, Italien und den Benelux-Ländern vertreten. Denn je stärker die Netze an ihre Grenzen kommen, je öfter Spitzenkapung betrieben werden muss, desto mehr zahlt es sich für die Verbraucher aus, ihren selbsterzeugten Strom so weit wie möglich selbst zu verbrauchen.

Neben der Wasseraufbereitung mit PV-Strom bietet my-PV daher auch ein Heizungssystem an, das mit PV-Strom betrieben wird. Bei gut gedämmten Häusern funktioniert die Lösung, die Sonnenstrom zu Peakzeiten speichert und ihn zum Heizen nutzt, inzwischen sehr gut.

Wie gut, das zeigt my-PV unter anderem am eigenen Firmengebäude in Sierning. Rund 65 Personen arbeiten hier auf 850 Quadratmetern sowie im Produktionsgebäude nebenan. Der PV-

„Ich war über all die Jahre ganz fest davon überzeugt, dass der Markt irgendwann für meine Idee reif sein wird. Und ich hatte recht.“

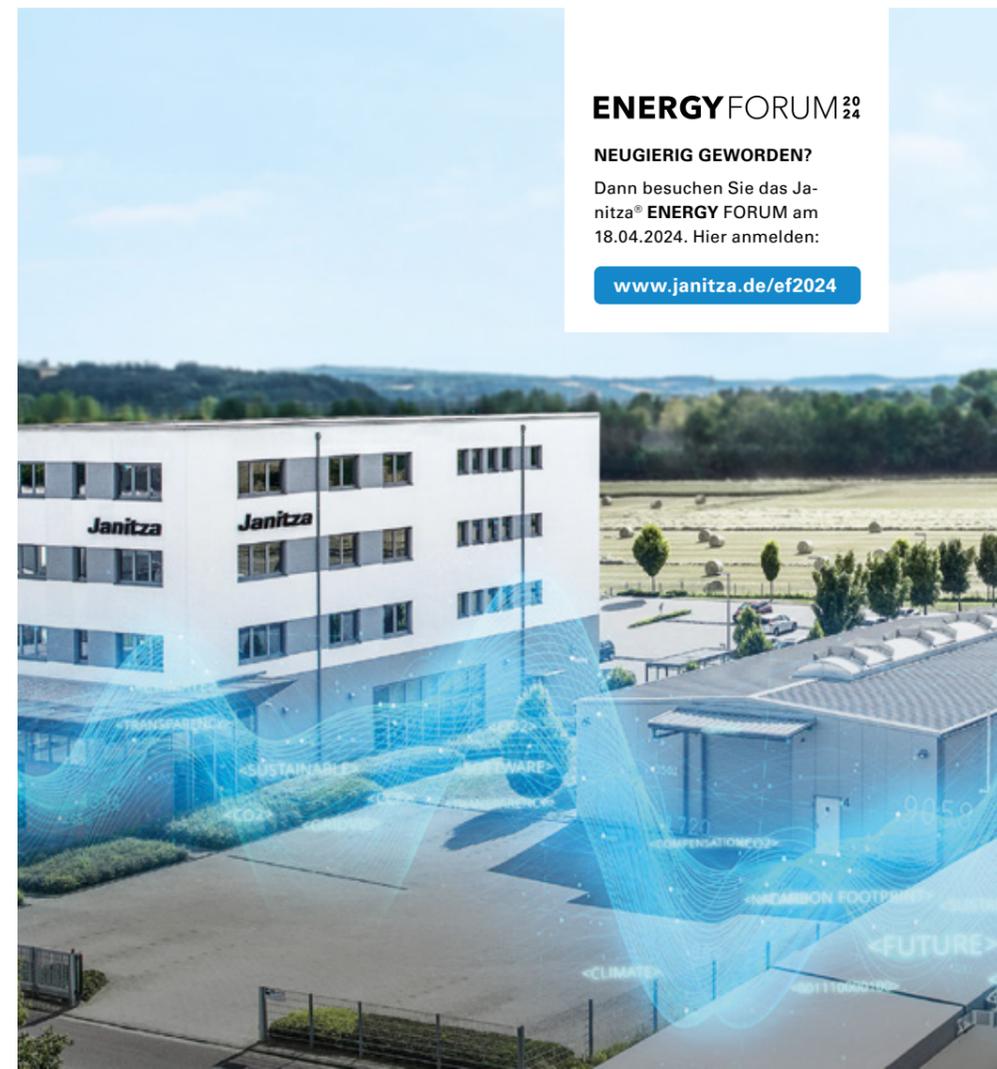
Gerhard Rimpler

Strom, den man über die Dach- und Fassadenflächen erzeugt, wird zur Warmwasseraufbereitung, zum Laden von mehreren E-Autos und für Raumwärme genutzt. Die Betriebskosten betragen dabei schlanke 400 Euro – für das gesamte Jahr wohl gemerkt. Das Beispiel, sagt Rimpler, illustriert sehr gut, wie groß inzwischen das ökonomische Potenzial der von my-PV angebotenen Lösungen sei.

Dementsprechend stark befindet sich das Unternehmen derzeit auf Expansionskurs: Im Schnitt kommen pro Monat zwei neue Mitarbeiter hinzu, neben

Europa nimmt my-PV nun Australien als Markt ins Visier, auch ein neues Produkt befindet sich in Entwicklung.

Dieses Wachstum gut zu managen, das sei die große Aufgabe, die er in der nächsten Zeit für sich sehe, sagt Rimpler und holt dabei ein Stück aus: „Ich bin in den siebziger und achtziger Jahren aufgewachsen. Auch damals war die Gesellschaft gespalten, wenn auch anders als heute. Damals gab es eine sehr starke Trennung zwischen Arbeitgeber einerseits und Arbeitnehmer andererseits.“ Das möchte er, betont Rimpler, in seinem Unternehmen so nicht haben. Weshalb es ihm sehr wichtig ist, dass sich Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter wertgeschätzt fühlen und in den Zielen und Produkten des Unternehmens wiederfinden. „Die grüne Agenda, die wir verfolgen, erleichtert das natürlich“, findet er.



ENERGYFORUM 2024

NEUGIERIG GEWORDEN?

Dann besuchen Sie das Janitza® ENERGY FORUM am 18.04.2024. Hier anmelden:

www.janitza.de/ef2024

CO₂-NEUTRALITÄT IM FOKUS!

PRÄZISE MESSDATEN FÜR WENIGER CO₂-EMISSIONEN.

Machen Sie den ersten Schritt und ermitteln Sie präzise und aktuelle Messdaten zu Ihrem Ressourcenverbrauch mit unseren Hardware- und Software-Lösungen.



Mehr dazu finden Sie hier: www.janitza.de/co2

Janitza®

Die StrommacherInnen

Unzählige Menschen sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen und die Energiewende gelingt. In dieser Ausgabe stellen wir zwei Juristinnen vor, die in der Energiewirtschaft tätig sind.



NAME
Martina Wachernig
UNTERNEHMEN
VERBUND AG
FUNKTION
Abteilungsleiterin Recht

Ich wollte schon immer Juristin werden, als Kind schon glaube ich, jedenfalls als Jugendliche. Mich hat damals fasziniert, dass man in diesem Job anderen mit seinem Wissen helfen kann, sie mit Wissen unterstützen. Was ich nicht gewusst habe, ist, dass Juristin zu sein nicht zwingend bedeuten muss, Richterin zu werden oder in einem Anwaltsbüro zu arbeiten. Ich habe gelernt, dass für Menschen wie mich, die gern im Team arbeiten und viel Austausch haben möchten, die Aufgabe einer Unternehmensjuristin erfüllender sein kann, als in einer Kanzlei zu arbeiten, wo man sehr oft alleine über den Akten brütet.

Ich arbeite seit 18 Jahren bei VERBUND, zunächst noch bei der APG, später bei VERBUND selbst, wo ich seit 2017 die Rechtsabteilung leite und mit meinem Team für die rechtlichen Belange der VERBUND AG und der Töchterunternehmen zuständig bin.

In fast zwei Jahrzehnten an der Schnittstelle zwischen Recht und Energie habe ich viele spannende Momente erlebt, ich denke aber, dass wir uns gerade in einer besonders wichtigen Phase befinden. Die anstehenden rechtlichen Neuregelungen wie das Elektrizitätswirtschaftsgesetz oder das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsge-

setz werden mitentscheidend sein, ob die Energiewende gelingt oder nicht. Der Begutachtungsprozess zum EIWG hat uns als Abteilung in den letzten Wochen daher dementsprechend intensiv beschäftigt.

Aber auch konzernintern gibt es viel Aufbruch. VERBUND ist nach einer Zeit, wo wir uns vor allem auf Österreich und Bayern konzentriert haben, dabei, sich wieder internationaler aufzustellen. Spanien ist ein wichtiger neuer Markt für uns. Ich habe daher seit einiger Zeit auch vier junge spanische Mitarbeitende, die vor Ort sind. Den Austausch mit ihnen finde ich sehr interessant, auch weil sie oft eine ganz andere Sichtweise auf bestimmte Fragen mitbringen, als ich es von Österreich gewohnt bin.

Ob ich bei einem Team von rund zwanzig Personen selbst noch dazu komme, mich mit inhaltlichen Themen zu beschäftigen? Das kommt drauf an. Wenn irgendwo Engpässe sind, es besonders schnell gehen muss oder sehr komplex wird, helfe ich auch direkt mit. Sonst sehe ich meine Aufgabe hauptsächlich darin, sicherzustellen, dass wir für alle im Konzern eine zuverlässige Anlaufstelle sind und ein Team, das mitten im operativen Geschäft tätig ist und Recht in eine Sprache übersetzt, mit der auch Nicht-Juristen im Konzern – und das sind die meisten – etwas anfangen können.

„In fast zwei Jahrzehnten an der Schnittstelle zwischen Recht und Energie habe ich viele spannende Momente erlebt, ich denke aber, dass wir uns gerade in einer besonders wichtigen Phase befinden.“

Martina Wachernig



NAME
Sandra Egger
UNTERNEHMEN
**Salzburg AG für Energie,
Verkehr und Telekommunikation**
FUNKTION
Abteilungsleiterin Recht

Die Vielfalt ist einer der Punkte, den ich an meinem Job so mag: Es gibt kaum eine Woche, in der ich nicht mit Fragestellungen konfrontiert wäre, die ich vorher in der Form noch nicht erlebt habe. Das heißt nicht, dass ich mich jede Woche in völlig neue Themen einarbeiten muss – das nicht, aber es tauchen immer wieder neue Aspekte auf, die neue Lösungen erfordern.

Ich bin auch deshalb Juristin geworden, weil es im Recht nicht nur Schwarz und Weiß gibt, sondern viele Gestaltungsbereiche. Und in diesen Bereichen bewegen sich Juristinnen und Juristen. Denn solange eine Rechtslage eindeutig ist, braucht es keine besondere Expertise. Wenn es aber darum geht, zu klären, ob eine bestimmte Vorgangsweise im Rahmen der bestehenden Gesetze korrekt ist oder nicht, welche Folgen sie haben könnte und ob es nicht besser wäre, anders vorzugehen, dann sind wir gefragt.

Das kausale Denken, die Überlegung, was passiert, wenn ich etwas so und nicht anders mache, ist übrigens etwas, was viele Juristinnen und Juristen mit Technikerinnen verbindet. Das ist sicher auch der Grund, warum es mir nicht allzu schwer gefallen ist, mich in dem breiten technischen Tätigkeitsfeld der Salzburg AG Gruppe zurechtzufinden. Denn das muss man schon sagen: Ohne ein gewisses technisches Grundverständnis könnte ich meinen Juristinnenjob hier nicht gut ausüben.

„Das kausale Denken, die Überlegung, was passiert, wenn ich etwas so und nicht anders mache, ist etwas, was viele Juristinnen und Juristen mit Technikerinnen verbindet.“

Sandra Egger

Wenn man die ganze Geschichte schnell erzählen möchte, könnte man sagen, dass mich mein Interesse für das Beteiligungsrecht 2014 zur Salzburg AG geführt hat. Ich hatte damals als Juristin in einer Bank gearbeitet und war dort unter anderem für Beteiligungsrecht zuständig – ein Bereich, der mir sehr gut gefallen hat, nur wollte ich das irgendwann einmal in einem größeren Kontext machen.

Als die Salzburg AG vor fast zehn Jahren eine Stelle für eine Beteiligungsmanagerin ausgeschrieben hat, habe ich mich beworben. Und so bin ich seit damals im Unternehmen. Im Jahr 2017 habe ich in den Rechtsbereich gewechselt, wo ich Ende 2021 die Leitung des Fachbereichs Rechtsdienstleistungen übernommen habe. Seit Jänner dieses Jahres bin ich Leiterin des Departments Legal.

Unsere Abteilung ist die juristische Anlaufstelle für die gesamte Salzburg AG Gruppe und dementsprechend breit gestreut ist die Palette der Themen, mit denen sich meine Teams – wir sind elf Juristinnen und Juristen – beschäftigen. Da sind Vertriebsfragen ebenso dabei wie juristische Regelungen rund um den Strom- und Gasmarkt, die Netze oder auch das Verkehrsrecht, nur um ein paar wenige zu nennen. Das Versicherungsmanagement und die Grundsicherung bzw. Grundeinlösung sind weitere Dienstleistungen, die wir in unserer Abteilung anbieten. In Summe sind wir 28 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.

BEGESTELLT

Wien macht Gaskraftwerke „grün“

Leuchttürme der Energiewende. Mit mehreren Partnern bewies Wien Energie, dass eine weltweit verbreitete Kraftwerksturbine mit bis zu 15 Prozent Wasserstoff betrieben werden kann. Dies ist ein international bedeutsames Leuchtturmprojekt für die Energiewende.

Österreichs energie- und klimapolitische Ziele sind bekanntlich ambitioniert: Laut dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll der Elektrizitätsbedarf ab 2030 bilanziell vollständig mit Ökostrom gedeckt werden. Für 2040 peilt die Bundesregierung sogar eine vollständig „klimaneutrale“ Energieversorgung inklusive der Deckung des Bedarfs für Wärme und Mobilität an. Die dafür erforderliche massive Elektrifizierung des gesamten Energiesystems hat so weit wie möglich auf Strom aus erneuerbaren Quellen zu basieren. Die Herausforderung: Windkraft und Photovoltaik (PV), die dabei eine maßgebliche Rolle spielen werden, erzeugen Strom witterungsabhängig und daher in stark schwankender Weise. Um diese Schwankungen auszugleichen, werden weiterhin Möglichkeiten benötigt, elektrische Energie jederzeit bereitstellen zu können. Die österreichischen Pumpspeicher spielen dabei traditionellerweise eine wesentliche Rolle, ebenso aber die hocheffizienten sowie flexiblen thermischen Großkraftwerke, die derzeit mit Erdgas betrieben werden und als Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen können.

Eine weitere Herausforderung im Zusammenhang mit der Energiewende ist, dass der größte Teil der Stromerzeugung von PV-Anlagen auf die Sommer-

„Wir haben bereits etliche Erkenntnisse für die weitere Optimierung der Anlagen zum Betrieb mit Wasserstoff gewonnen.“

Alexander Kirchner,
Bereichsleiter Wien Energie

monate entfällt, in denen in zunehmendem Maße Produktionsüberschüsse zu erwarten sind. In den Wintermonaten ist dagegen mit Lücken bei der Deckung des Strombedarfs zu rechnen. Notwendig ist aus diesem Grund ein „saisonaler Ausgleich“, was bedeutet, mit dem im Sommer im Überfluss vorhandenen Ökostrom elektrolytisch aus Wasser „grünen“ Wasserstoff zu gewinnen und diesen im Winter in Gaskraftwerken zur Verstromung zu nutzen. Deshalb arbeitet die Elektrizitätswirtschaft daran, ihre Gaskraftwerke einschließlich der mit Erdgas betriebenen KWK für den Einsatz von Wasserstoff tauglich zu machen.

Ein Versuch mit internationaler Bedeutung

Wesentliche Schritte in diese Richtung setzte Wien Energie gemeinsam mit dem Verbund, dem deutschen Energieversorger RheinEnergie und Siemens Energy Österreich im vergangenen Jahr. Im Kraftwerk Donaustadt von Wien Energie, einer der modernsten Kraft-

Wärme-Kopplungsanlagen Österreichs, führten die Partner im zweiten Halbjahr 2023 eine Versuchsreihe für die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas durch. Ausgehend von fünf Volumenprozent wurde der Wasserstoffanteil sukzessive auf 15 Prozent erhöht. Und die Tests verliefen sehr erfolgreich, wie Alexander Kirchner berichtet, der für die Erzeugungsanlagen zuständige Bereichsleiter von Wien Energie: „Zurzeit sind wir dabei, die Auswertung der Daten abzuschließen. Aber eines lässt sich jetzt schon sagen: Die Versuche haben sehr gut funktioniert. Wir haben bereits etliche Erkenntnisse für die weitere Optimierung der Anlagen zum Betrieb mit Wasserstoff gewonnen.“

Für die Versuchsreihe wurde die im Kraftwerk installierte Turbine mit entsprechender Brenner- sowie Messtechnik ausgerüstet, was zu einer weiteren Effizienzsteigerung führte. Ferner installierten Wien Energie und ihre Partner die notwendige Infrastruktur für die Anlieferung und die Beimischung des „grünen“ Wasserstoffs, der vom Industriegasekonzern Linde Gas und der Wiener Wasserstoffgesellschaft bereitgestellt wurde.

Den Kraftwerksstandort Donaustadt wählten die Projektpartner sehr bewusst. Der 2001 in Betrieb genommene Standort produziert Wärme mit 350 Megawatt Leistung sowie Strom mit bis zu 395 Megawatt. Er bietet aus-



Weit verbreitet: Von der SGT5-4000F, mit der die Versuchsreihe im Kraftwerk Donaustadt erfolgte, sind weltweit etwa 360 Stück im Einsatz

reichend Platz für die Wasserstoff-Infrastruktur sowie den Raum, um auch den strengen behördlichen Vorgaben hinsichtlich der Sicherheitsabstände beim Umgang mit den erheblichen Wasserstoffmengen zu entsprechen. Von besonderer Bedeutung ist zudem, dass das Kraftwerk mit einer Turbine des weit verbreiteten Typs SGT5-4000F ausgestattet ist. Allein in Europa sind mehr als 115 derartige Turbinen in Betrieb, weltweit sind es rund 360 Stück mit einer Gesamtleistung von etwa 35.000 MW. Mit der erfolgreichen Versuchsreihe in Wien ist gesichert, dass all diese Anlagen grundsätzlich mit bis zu 15 Prozent Wasserstoff betrieben werden können. „Der potenzielle Multiplikatoreffekt unserer Tests ist damit durchaus beachtlich. Sie zeigen, dass Wasserstoff unter Beibehaltung der Bestandsinfrastruktur grundsätzlich in vielen Kraftwerken in aller Welt nutzbar ist“, erläutert Kirchner. Es handelt sich

Das Projekt in Zahlen

Projektbeginn: öffentliche Bekanntgabe 16. Dezember 2021

Projektabschluss: Herbst 2023

Investitionskosten: rund 10 Millionen Euro seitens der Projektpartner, 2,6 Millionen Euro Förderungen seitens des Klima- und Energiefonds der Bundesregierung

Projektpartner: Wien Energie, Verbund, RheinEnergie, Siemens Energy Österreich

Effekt: Nachweis der Nutzbarkeit von „grünem“ Wasserstoff in kommerziell verfügbaren großen Gasturbinen, dadurch Bedeutung weit über Österreich hinaus

somit um ein Leuchtturmprojekt der Energiewende mit Bedeutung weit über Österreich hinaus.

Die nächsten Schritte zur Dekarbonisierung

Was die klimapolitischen Ziele der Stadt Wien betrifft, ist die Versuchsreihe im Kraftwerk Donaustadt ebenfalls von großer Bedeutung. In Übereinstimmung mit den Plänen des Bundes möchte die Stadt bis 2040 klimaneutral werden. Zu den großen CO₂-Emittenten zählen

dabei auch die Gaskraftwerke von Wien Energie. Umso wichtiger ist es, dort möglichst klimaverträgliche Brennstoffe zu nutzen.

Würde die Beimischung von 15 Prozent grünem Wasserstoff im Kraftwerk Donaustadt im Regelbetrieb erfolgen, ließen sich die dortigen CO₂-Emissionen um etwa 33.000 Tonnen pro Jahr senken. Dies wäre ein erster Schritt zur Dekarbonisierung der KWK-Anlagen, dem weitere folgen müssten – und diese seien Kirchner zufolge bereits geplant.

Wien Energie und ihre Partner wollen die Versuche im Kraftwerk Donaustadt fortsetzen: „Wir arbeiten gerade an Konzepten für neue Testreihen, bei denen wir eine Wasserstoffbeimischung von etwa 25 Prozent anpeilen. Innerhalb der kommenden fünf Jahre möchten wir uns an etwa 50 Prozent herantasten.“ Zurzeit laufen die diesbezüglichen Gespräche, weitere Partner seien laut Kirchner jederzeit willkommen.



Unser Stromsystem ist mit allen Wassern gewaschen.

Über 60 Prozent des österreichischen Stroms stammen aus der Wasserkraft. Das ist nicht nur gut fürs Klima, sondern auch für die Sicherheit unserer Stromversorgung. Denn leistungsfähige Speicher sind die Eckpfeiler einer verlässlichen Energieversorgung – damit der Strom auch dann fließt, wenn der Wind nicht weht oder einmal eine Wolke vor der Sonne steht.

Österreichs E-Wirtschaft schafft Versorgungssicherheit.

oesterreichsenergie.at



DOSSIER I Wie der Klimawandel die Wasserkraft beeinflusst



Röhre des Wasserkraftwerks Reißbeck II: Die Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken wird im Winterhalbjahr eher zunehmen, im Sommerhalbjahr dagegen zurückgehen

Die Stromerzeugung der Anlagen wird sich tendenziell in die erzeugungsarmen Wintermonate verschieben und damit die Versorgungssicherheit verbessern, so das Resultat einer Studie. Überdies können (Pump-)Speicher die unerwünschten Auswirkungen von Starkregenereignissen dämpfen.

Eine Studie zu den Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromproduktion mittels Wasserkraftwerken erstellte das schwedisch-finnische Technologieberatungsunternehmen Afry im Auftrag von Oesterreichs Energie. Afry entstand 2019 aus der Fusion des schwedischen Dampferzeugerverbands Ångpanneföreningen und der bekannten finnischen Pöyry-Gruppe, die in den vergangenen Jahrzehnten immer wieder Analysen für die österreichische E-Wirtschaft durchgeführt hatte. Mit rund 19.000 Fachleuten ist Afry in über 100 Ländern vertreten.

BEGESTELLT



Kraftwerk Kaprun: Zwar ist in den Sommermonaten mit einer geringeren Produktion zu rechnen, in den Wintermonaten dagegen mit einer höheren. Dies sollte der vielfach befürchteten „Deckungslücke“ erheblich entgegenwirken.

Wie Afry einleitend feststellt, kam es im Jahr 2022 europaweit zu Dürreereignissen, die eine unterdurchschnittliche Erzeugung von elektrischer Energie mit Wasserkraftwerken zur Folge hatten. Dies gab Österreichs Energie den Anlass, die Studie in Auftrag zu geben und die Folgen für die Wasserkraft durch klimabedingte Änderungen zu analysieren. In deren Rahmen sollten nicht zuletzt drei Hypothesen überprüft werden:

1) „Die Tendenz in den Jahresabflussfrachten ändert sich nicht, bei der Gesamtproduktion sind keine signifikanten Änderungen zu erwarten.“

2) „Wasserkraft wird in Zukunft eine noch wichtigere Bedeutung haben, weil es zwar in den Sommermonaten zu weniger Wasserkraftproduktion kommen kann, dafür aber im ohnehin produktionsarmen Winter zu Steigerungen.“

3) „Die Konzentration der Niederschläge wird zunehmen. Speicher können dazu beitragen, diesen Konzentrationseffekt abzufedern und die Flexibilität im System zu bewahren.“

Afry untersuchte daher einerseits historische hydro-meteorologische Beobachtungsdaten und Daten der Wasserkrafterzeugung. Dies diente dem

Zweck, den in den vergangenen Jahrzehnten möglicherweise bereits aufgetretenen Einfluss des Klimawandels auf das Wasserdargebot und damit die Stromerzeugung von Wasserkraftwerken zu evaluieren. Andererseits analysierte das Unternehmen Ergebnisse von Berechnungen mithilfe von Klimamodellen sowie Klimafolgenmodellen. Auf diese Weise sollten die zukünftigen Auswirkungen des Klimawandels erfasst werden.

Afry stützte sich in seiner Untersuchung auf internationale sowie österreichische Fachliteratur. Simulationen führte das Unternehmen im Zuge der

Studie nicht durch. Es griff dieser zufolge aber „teilweise auf die Rohdaten früherer eigener Klimafolgensimulationen zurück“. In den Blick nahm Afry insbesondere folgende Parameter: Niederschlag, Temperatur, Schnee- und Gletscherverhältnisse sowie Abflussverhältnisse.

Niederschlag und Abfluss: Uneinheitliche Trends

Die Temperatur stieg der Studie zufolge in den Jahren 1961 bis 2022 im Vergleich zum langjährigen Mittelwert tendenziell an: „Speziell ab den 90er-Jahren finden sich kaum noch Jahre, die unter dem langjährigen Mittel liegen. Dieser Anstieg der Temperatur spiegelt sich in einer erhöhten Verdunstung, längeren Vegetationsperiode sowie einer früheren Schneeschmelze wider.“ Weniger einheitlich stellte sich die Situation hinsichtlich des Niederschlags dar. Zwar war bei den meisten Messstationen „ein leichter Anstieg“ im Jahresniederschlag zu verzeichnen. Doch zeigten sich teils erhebliche regionale Unterschiede: Im Norden Österreichs änderten sich die Niederschlagsmengen nicht signifikant, ebensowenig im Süden. Im Zentralraum, also etwa in der Obersteiermark sowie in Teilen Salzburgs, war dagegen „ein deutlicher Anstieg des Jahresniederschlags, bei gleichbleibender Variabilität, zu beobachten“. Auch in Tirol nahmen die Niederschlagsmengen zu, während sie sich in Vorarlberg „minimal“ verringerten.

Die Dauer des Bestehens einer „saisonalen Schneedecke“ sowie deren mittlere Höhe waren in Übereinstimmung

„Für eine fernere Zukunft bei fortschreitendem Klimawandel ist tendenziell mit einem Rückgang des Abflusses zu rechnen. Einzelne Klimamodelle weisen aber auch auf die Möglichkeit drastischerer Änderungen hin.“

mit dem Temperaturanstieg rückläufig. Unsicher ist der Anteil der Gletscherschmelze am Gesamtabfluss, „der nicht (oder nur mit sehr komplexen Methoden) gemessen werden kann“. Tendenzuell nahm der Gletscherabfluss zu. Weil damit aber die Eismenge auf den Gletschern sinkt, wird auch der Abfluss in den nächsten Jahrzehnten wieder zurückgehen. Veränderungen sind vor allem saisonal zu beobachten, stellt Afry klar: Studien „zeigen für das Sommerhalbjahr für fast alle Regionen Österreichs einen Rückgang in den beobachteten Abflüssen der Periode 1951 bis 2000, im Winterhalbjahr einen Anstieg des Abflusses überall außer in den südlichsten und nördlichsten Einzugsgebieten“.

Speicher als Ausgleich

Die Auswirkungen des Klimawandels auf Wasserkraftwerke sind je nach Typ unterschiedlich, hält die Studie fest. Bei Laufwasserkraftwerken ergibt sich „eine starke Korrelation zwischen energetisch nutzbarer und der zur Verfügung stehenden Menge an Wasser in jedem Jahr. Diese Korrelation deutet darauf hin, dass diese Kraftwerke sowohl sehr feuchte als auch sehr tro-

ckene Jahre gut nutzen können und nur sehr wenig Wasser ungenutzt abgeben müssen.“ Bis dato ist bei den österreichischen Anlagen kein eindeutiger Trend „zu mehr oder weniger Abfluss erkennbar“.

In Bezug auf (Pump-)Speicherkraftwerke wiederum zeigt die Fachliteratur laut Afry „einen etwas geringer ausgeprägten Zusammenhang zwischen natürlichem Wasserdargebot (an den Ersatzpegeln) und Abfluss aus den Kraftwerken als bei den Laufkraftwerken. Teilweise können die großen alpinen Speicher also einen Ausgleich zur natürlichen Variabilität ermöglichen. Zusätzlich zur menschlichen Speicherbewirtschaftung bieten die Gletscher in den Einzugsgebieten eine Wasserreserve, die in heißen und trockenen Phasen als natürlicher Ausgleich wirkt.“

Prognosen teils unsicher

Wie aber könnte sich die Zukunft gestalten? Hinsichtlich des Wasserdargebots sind die Prognosen unsicherer und weisen größere Unterschiede auf als jene bezüglich der tendenziell weiter steigenden Temperatur. Immerhin: „Großräumig ergeben die Projektionen über verschiedene Modellarten und -generationen hinweg aber ein konsistentes Bild: eine Zunahme des jährlichen Niederschlags nördlich der Alpen und einen Rückgang im südlichen Europa. Für die alpinen Gebiete Österreichs, die genau in der Übergangszone zwischen den gegenläufigen Trends liegen, entsteht daraus eine hohe Unsicherheit in den erwarteten Änderungen im mittleren und saisonalen Niederschlag.“ Bezüglich der Extremnie-

derschläge prognostizieren die meisten Modelle einen Anstieg um etwa zehn bis 20 Prozent. Trockenperioden wiederum dürften im Winter und Frühling eher kürzer ausfallen als bisher, im Sommer und Herbst dagegen länger. Entsprechend kürzer ist mit durchgehenden Schneedecken zu rechnen, die überdies dünner ausfallen sollten als in der Vergangenheit.

In den vergletscherten Gebieten dürfte die Schneeschmelze früher beginnen: „Der daraus folgende Anstieg des Gletscherabflusses kann dann zuerst den Rückgang des Schneeschmelzabflusses kompensieren (und auch den fehlenden Niederschlag in besonders heißen, trockenen Sommern). Ab einem bestimmten Rückgang des Eisvolumens geht dann allerdings auch der Abfluss aus der Gletscherschmelze zurück und damit auch, noch deutlicher, der Gesamtabfluss (vor allem auch in heißen, trockenen Sommern).“ Zwar fehlen der Studie zufolge „flächendeckende Abflusssimulationen speziell für Österreich mit größeren Ensembles neuer Klimamodellgenerationen“. Doch sind derartige Analysen im Gange und sollten in absehbarer Zeit vorliegen. Und grundsätzlich lässt sich absehen: „Sommerabflüsse nehmen ab, Winterabflüsse nehmen zu.“

Mehr Strom aus Wasserkraft im Winter, weniger im Sommer

Daraus aber ergibt sich: Die Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken wird im Winterhalbjahr eher zuneh-

„Kurze Starkregenereignisse im Einzugsgebiet der Speicher können durch die Speicher zurückgehalten und das Wasser kann zu späteren Zeitpunkten abgearbeitet werden, beispielsweise bei geringer Wind- und Photovoltaik-Erzeugung.“

men, im Sommerhalbjahr dagegen zurückgehen. Dies wirkt sich positiv in einem erneuerbaren Stromsystem mit hohem PV Anteil aus, wo im Sommer große Erzeugungsmengen geliefert werden und im Winter eine Erzeugungslücke entsteht. Generell hält die Studie fest: „Aufgrund der vermehrten Speicher-Abgabe und Erzeugung im Winter sowie des Kaskadeneffekts, bei dem die Abgabe von gespeichertem Wasser auch die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke stromab erhöht, wird die Versorgungslücke in den Wintermonaten verringert. Die in Zukunft erwarteten Niederwasserperioden im Spätsommer und Frühherbst könnten die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken, aber auch die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken aufgrund von fehlendem Kühlwasser reduzieren.“

Somit bestätigt die Studie im Wesentlichen die eingangs genannten Hypothesen, konstatiert Afry: „Erstens wird sich die jährliche Stromerzeugung mittels der Wasserkraftwerke in den

kommenden Jahren und Jahrzehnten nicht signifikant ändern. Wie es in ferner Zukunft aussieht, ist hingegen stark davon abhängig, welches Szenario eintritt: „Für eine fernere Zukunft bei fortschreitendem Klimawandel ist tendenziell mit einem Rückgang des Abflusses zu rechnen. Die meisten Simulationen ergeben nur geringe zukünftige Änderungen, einzelne Klimamodelle weisen aber auch auf die Möglichkeit drastischerer Änderungen hin.“ Zweitens nimmt die Bedeutung der Wasserkraft für die Versorgungssicherheit zu. Zwar ist in den Sommermonaten mit einer geringeren Produktion zu rechnen, in den Wintermonaten dagegen mit einer höheren. Dies sollte der vielfach befürchteten „Deckungslücke“ erheblich entgegenwirken. Drittens können (Pump-)Speicherkraftwerke saisonale Effekte abfedern und Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen. Viertens schließlich sind gerade (Pump-)Speicher geeignet, potenziell negative Auswirkungen von Starkregenereignissen zu verringern. „Kurze Starkregenereignisse im Einzugsgebiet der Speicher können durch die Speicher zurückgehalten werden und das Wasser kann zu späteren Zeitpunkten abgearbeitet werden, beispielsweise bei geringer Wind- und Photovoltaik-Erzeugung“, resümiert Afry.



Link zur Studie:

Verfügbar ist die Studie unter oesterreichsenergie.at/auswirkungen-des-klimawandels-auf-wasserkraft

BERGESTELLT



H2Future: Das Projekt von Verbund und Voestalpine gilt als eines der Leuchtturmprojekte im Einsatz von grünem Wasserstoff in Österreich

Welche Rolle „grüner“ Wasserstoff im österreichischen Stromsektor einnehmen kann, untersuchte das Beratungsunternehmen Compass Lexecon im Auftrag von Oesterreichs Energie.

Im Herbst 2022 präsentierte Oesterreichs Energie seine „Stromstrategie 2040“. Sie beschreibt, was im Elektrizitätssektor notwendig ist, um das von der Bundesregierung angestrebte Ziel der „Klimaneutralität“ ab 2040 zu erreichen. Kurz gesagt, wird sich der Bedarf an elektrischer Energie in etwa verdoppeln. Daher muss auch die Ökostromproduktion verdoppelt werden. Leistungsseitig bedeutet das eine Verdreifachung der Erzeugungskapazitäten, womit, wie es in der Strategie heißt, „ein enormer Bedarf an weiterer Netzinfrastruktur, Speichern und Flexibilitäten einher-

geht“. Welche Rolle dabei „grüner“, also durch die Elektrolyse von Wasser mit Ökostrom erzeugter Wasserstoff spielen kann, untersuchte das Beratungsunternehmen Compass Lexecon in einer Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, die den Titel „Roadmap für Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor“ trägt.

Wie es einleitend heißt, entwickeln sich die Stromerzeugung und der Verbrauch „saisonal gegenläufig“. Gerade die zunehmend verwendeten Photovoltaikanlagen erzeugen Strom überwiegend im Sommerhalbjahr. Der höchste Strombedarf tritt dagegen im Winterhalbjahr auf. Österreich ist damit ein sogenannter „Winter Peaking Market“. Das aber bedeutet: Es ist notwendig, im Sommer nicht benötigten Ökostrom zu speichern und im folgenden Winter zu nutzen. Bei dieser „saisonalen Verschiebung“ könnte Wasserstoff der Studie zufolge dort ergänzend wirken, „wo Pumpspeicher an ihre Grenzen kommen. Es ist für Pumpspeicher gegebenenfalls profitabler, kurz- und mittelfristige Preisvariationen abzufahren. Wasserstoff könnte die Lösung für eine saisonale Stromspeicherung sein. Elektrolyseure könnten bei der Wasserstoffproduktion neben langfristiger Flexibilität auch mittelfristige und kurzfristige Flexibilität bereitstellen.“

An einschlägigen Technologien mangelt es nicht, erklärt Compass Lexecon. Wasserstofftaugliche Gasturbinen etwa können – auch in Form von Kraft-

„Kann die Erzeugung von grünem Wasserstoff das ändern? Stromerzeugung und Verbrauch sind saisonal gegenläufig. Photovoltaikanlagen erzeugen Strom überwiegend im Sommerhalbjahr. Der höchste Bedarf tritt dagegen im Winterhalbjahr auf. Österreich ist damit ein sogenannter Winter Peaking Market.“

Wärme-Kopplungen (KWK) – aus Wasserstoff Strom und Wärme erzeugen. Sie eignen sich sowohl für die Produktion von Grundlast als auch von Spitzenstrom. Elektrolyseure wiederum können je nach Technologie im Bandlastbetrieb produzieren oder flexibel auf Signale des Stromsystems reagieren und zur Steigerung der Flexibilität auch mit Wasserstoffspeichern kombiniert werden.

Pilotprojekte im Gang

In Österreich läuft bereits eine Reihe einschlägiger (Pilot-)Projekte. Beispiele sind der probeweise Einsatz von Wasserstoff im Wiener Gas- und Dampfkraftwerk Donaustadt, das Vorhaben der EVN, am Kraftwerksstandort Dürnrohr zwei wasserstofftaugliche Gasturbinen mit je 75 Megawatt (MW) Leistung zu installieren, sowie das Projekt PanHy des Verbunds und der Burgenland Energie. Die beiden Unternehmen errichten im Nordburgenland einen Elektrolyseur mit rund 60 MW Leistung, der etwa 9.000 Tonnen „grünen“ Wasserstoff pro Jahr erzeugen kann. In weiterer Folge ist der Ausbau auf 300 MW geplant. In Oberösterreich arbeitet die RAG mit mehreren Partnern an

einem Wasserstoffspeicher.

Für die Zeit nach 2030, die sogenannte „Skalierungsphase“, sind Produktionsanlagen für Strom und Wärme ebenso in Vorbereitung wie Elektrolyseure mit Netzanbindung und großvolumige Wasserstoffspeicher. Freilich: „Die Skalierungsphase ist abhängig von den Pilotprojekt-Resultaten, der Kostendegression der technologischen Entwicklungen und der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur“, hält Compass Lexecon fest. Zu den Hürden für den kommerziellen Einsatz von Wasserstofftechnologien gehören unter anderem unklare Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren sowie Unbundlingvorschriften, der Mangel an Förderungen, aber auch der schwer abzuschätzende Bedarf etwa an Wasserstoffspeichern.

Roadmap für Stromerzeugung

Ausgehend von dieser Analyse entwickelte Compass Lexecon drei Roadmaps, die sich mit der Stromerzeugung aus Wasserstoff, der Installation und dem Betrieb von Elektrolyseuren sowie mit Wasserstoffspeichern befassen. Laut der Roadmap für die Stromerzeugung werden in der Pilotphase „Forschungsprojekte zur Erprobung von Beimischung und später 100 Prozent-Wasserstoffverbrennung realisiert. Bei Erfolg wird die Beimischung gegebenenfalls skaliert, um Emissionen zu reduzieren bzw. es werden neue wasserstofftaugliche Gasturbinen (inklusive KWK) gebaut.“ Derzeit sind für die ausschließliche Nut-

zung von Wasserstoff geeignete Turbinen noch nicht auf dem Markt erhältlich. Mit grundsätzlichen technischen Problemen ist aber nicht zu rechnen. Ungewiss ist vorerst die Wirtschaftlichkeit, warnt Compass Lexecon: „Profitabilität ist jedoch die Voraussetzung für die Skalierung.“ Auf regulatorischer Seite gilt es, die Anforderungen an die Wasserstoffnetze sowie die Stromzertifizierungen noch in der Pilotphase zu klären. Mit dem zunehmenden Ausbau der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung und der zunehmenden Elektrifizierung der Energieversorgung generell – Stichwort Elektromobilität, Stichwort Dekarbonisierung der Raumwärme – ist unter der Prämisse der zukünftigen Klimaneutralität des Energiesystems laut der Studie auch mit einem steigenden Bedarf an wasserstoffbasierter Stromproduktion zu rechnen.

Elektrolyseure brauchen Projektfinanzierung

Der Roadmap zur Entwicklung der Elektrolyseure zufolge werden vorerst „Forschungsprojekte, Projekte für die Industrie sowie zur Behebung von Stromnetzengpässen entwickelt. Diese Anlagen werden dann mit flexiblem Betrieb skaliert. Langfristig sind bandbetriebene skalierte Elektrolyseanlagen denkbar.“ Vorhaben in der Pilotphase benötigen „in fast allen Fällen“ die Förderung durch die öffentliche Hand. In der Skalierungsphase ist die Verfügbarkeit von Fremdkapital-/Projektfinanzierungen

„Mit dem Ökostromausbau und der zunehmenden Elektrifizierung der Energieversorgung generell – Stichwort Elektromobilität, Stichwort Dekarbonisierung der Raumwärme – ist laut der Studie mit einem steigenden Bedarf an wasserstoffbasierter Stromproduktion zu rechnen.“

entscheidend. Ausdrücklich warnt Compass Lexecon vor einer möglichen „Preiskannibalisierung im Regelleistungsmarkt“, der für die Betreiber von Elektrolyseuren eine wichtige Einnahmequelle wäre. Auf regulatorischer Seite ist Investitionssicherheit nötig, etwa was die Zertifizierung von „grünem“ Wasserstoff, technische Standards oder Netztarifizierung betrifft. Ein zukünftiger Markt für Wasserstoff wird laut der Studie „zunächst weitgehend illiquide“ sein und auf Langfristverträgen basieren. Sobald die Leitungsinfrastruktur umfangreich ausgebaut wurde, kann jedoch ein liquider Markt entstehen.

Speicher „eher“ reguliert

Gemäß der Roadmap zur Entwicklung der H₂-Speicher werden in der Pilotphase Untergrundspeicher erprobt: „Große Elektrolyseure und H₂-Gasturbinen erfordern absehbar zwingend

Untergrundspeicher.“ In der Pilotphase untersuchen die Betreiber, inwiefern sich die Wasserstoffqualität im Zuge der Speicherung verändert. Jedenfalls gilt es, unerwünschte Rückwirkungen auf Anlagen, die mit dem Wasserstoff aus den Speichern betrieben werden, zu vermeiden. Damit Untergrundspeicher betrieben werden können, sind Wasserstoffleitungen nötig. Durch den Anschluss an ein zukünftiges Wasserstoff-Fernleitungsnetz stehen aber solche Speicher laut Compass Lexecon „absehbar auch in internationaler Konkurrenz“. Um Projektfinanzierungen und damit die Skalierung von Speicherprojekten zu ermöglichen, benötigt es jedoch mehr Klarheit zum zukünftigen Geschäftsmodell. Zurzeit läuft auf EU-Ebene die Klärung allfälliger Unbundlingvorschriften. Laut Compass Lexecon dürften Wasserstoffspeicher auf lange Sicht „eher reguliert werden. Die Ausgestaltung der Regulierung beeinflusst dabei die Finanzierbarkeit und damit die Skalierung der Projekte.“ Wie sich der Markt für die Wasserstoffspeicher entwickelt, hängt nach Einschätzung des Beratungsunternehmens „stark von den Wasserstoff-Anwendungen und der saisonalen Nachfrage ab“.



Link zur Studie:

Verfügbar ist die Studie von Compass Lexecon unter [oesterreichsenergie.at/wasserstoffroadmap](https://www.oesterreichsenergie.at/wasserstoffroadmap)



1001 Volt mit Daniela Purer

Die Top-Events der Energiewirtschaft



Am Podium (v. li.): Barbara Schmidt, Generalsekretärin Oesterreichs Energie; Studienautor Anton Burger; Judith Neyer, Abteilungsleiterin Strategische Energiepolitik im BMK; Bernhard Painz, Vorstand der Austrian Gas Grid Management AG; Peter Weinelt, Generaldirektor-Stellvertreter Wiener Stadtwerke; und Kristen Westphal, Mitglied der Hauptgeschäftsführung, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

11. Dezember 2023

Roadmap Wasserstoff in der E-Wirtschaft

Grüner Wasserstoff wird in Zukunft eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaziele spielen. Darin sind sich die Podiumsteilnehmenden des letzten Trendforums von Oesterreichs Energie einig. Doch wie lässt sich das Henne-Ei-Problem zwischen Käufern, Produzenten und Infrastruktur lösen?

Peter Weinelt, Generaldirektor-Stellvertreter der Wiener Stadtwerke und Vizepräsident von Oesterreichs Energie, forderte gleich zu Beginn mehr Proaktivität: „Für die ersten Schritte braucht es immer Mut. Wir müssen jetzt mit Pilotprojekten starten.“ Wichtig sei ein sektorübergreifender Ansatz, der Strom, Gas und Wärme gleichermaßen berücksichtige. Wie das Hochfahren der zukünftigen

Anwendungsfälle für Wasserstoff in der E-Wirtschaft mit all seinen Aspekten gelingen kann, hat das Beratungsunternehmen Compass Lexecon im Rahmen einer Studie untersucht. Da es im Sommer zeitweise deutlich zu viel Strom geben wird und der Bedarf im Winter nicht allein durch Wind und Photovoltaik gedeckt werden kann, müssen wir Wege finden, diese Energiemengen von der warmen in die

kalte Jahreszeit zu verlagern. Dazu braucht es ein Speichermedium mit genug Kapazität. Einen ersten Vorschlag zu einer Wasserstoff-Strategie liefert Judith Neyer, Abteilungsleiterin Strategische Energiepolitik beim BMK: „Wichtige Stellschrauben sehen wir darin, die Produktion und Nachfrage von erneuerbarem Wasserstoff in Österreich zu fördern und den Transport innerhalb Österreichs zu ermöglichen.“

OESTERREICH'S ENERGIE



Michael Strugel, Präsident von Oesterreichs Energie, mit Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Oesterreichs Energie

1. März 2024

E-Wirtschaft zu EIWG: Zukunftsfähiger Rahmen für Umbau des Stromsystems

„Digitaler, transparenter, kundenorientierter – der Vorschlag für das EIWG lässt klar erkennen in welche Richtung sich die Branche in den kommenden Jahren entwickeln wird“, sagt Michael Strugel, Präsident von Oesterreichs Energie. Er betont dabei die Vorschläge zur Einbindung von neuen Marktteilnehmern wie Aggregatoren, die Einführung von Peer-to-Peer Verträgen und den Fokus auf Transparenz und Kundenkommunikation.



Das Podium bei der Fachtagung Regulierung

12. Dezember 2023

Fachtagung: Regulierung ab 2024

Der Beginn der fünften Regulierungsperiode für die Verteilernetze Strom fällt in eine herausfordernde Zeit für die gesamte Branche. Zu ihrer Fachtagung hat Oesterreichs Energie daher Expertinnen und Experten eingeladen, um wesentliche Fragen zur Regulierung ab 2024 zu besprechen. Gleich zu Beginn hoben Generalsekretärin Barbara Schmidt und Ursula Tauschek, Bereichsleiterin Netze bei Oesterreichs Energie, das besondere Engagement der Branche im vergangenen Jahr hervor. Sowohl auf politischer Ebene, etwa bei Regulierungsverhandlungen, als auch direkt vor Ort, bei Reparaturmaßnahmen unter schwierigsten Witterungsbedingungen. Franz Strempl betonte als Spartensprecher Netze die Notwendigkeit des Netzausbaus für das Gelingen der Energiewende und stellte die Regulierung in den Kontext der wachsenden Herausforderungen für die Netzbetreiber.

7. März 2024

Ein Jahr Oesterreichs Energie Powerfrauen: Netzwerktreffen bei VERBUND

Der Frauenanteil in der E-Wirtschaft ist nach wie vor sehr gering. „Das Frauennetzwerk Oesterreichs Energie Powerfrauen möchte das ändern und Frauen in der Branche sichtbarer machen“, so Generalsekretärin Barbara Schmidt beim Netzwerktreffen gemeinsam mit VERBUND AG am 7. März. Um gesellschaftliche Strukturen neu denken zu können, nahm Kulturanthropologin Bettina Ludwig die rund 100 Teilnehmerinnen in ihrer Keynote mit auf eine Reise in die Kalahari Wüste Namibias zu einer der letzten Jäger- und Sammler:innen-Gruppen. VERBUND-Vorständin Susanna Zapreva betonte beim Event die hohe Bedeutung von Diversität in der Branche. Um im globalen Wettbewerb bestehen zu können, müsse es uns gelingen, das Potenzial, das Diversität in unserer Gesellschaft bietet, zu nutzen.



v. li.: Barbara Schmidt, Generalsekretärin Oesterreichs Energie; Bettina Ludwig, Kultur- und Sozialanthropologin; Pia Schubaschitz, Abteilungsleiterin Personalservices, VERBUND Services GmbH und Susanna Zapreva, Mitglied des Vorstands VERBUND AG

**18. Jänner 2024
„Time to Act“**

Unter diesem Motto steht die aktuelle Ausstellung zur Energiewende im Technischen Museum. Im Rahmen des Frauennetzwerks „Oesterreichs Energie Powerfrauen“ ging es dieses Mal ins Museum: Die Ausstellung zur Energiewende zeigt sehr anschaulich, wie dringend wir aus fossiler Energie aussteigen müssen und wie eine erfolgreiche Energiewende und eine klimaneutrale Zukunft aussehen können. Auf fünf Ebenen werden die ineinandergreifenden Herausforderungen ebenso dargestellt wie die vielfältigen und innovativen Lösungsansätze.



„Oesterreichs Energie Powerfrauen“ im Technischen Museum



v. li.: Karl Newertal, Horst Brandlmaier, Barbara Schmidt, Johannes Mayer und Lukas Stühlinger

25. Jänner 2024

Das Stromsystem im Wandel

Die BDO Austria Energy Talks behandelten dieses Mal das Thema Strompreise. Das Stromsystem befindet sich im größten Umbau von zentral zu dezentral und erneuerbar. Netze, Erzeugungsanlagen und Speicher müssen massiv ausgebaut werden. Auch wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt wieder sinkt, die Systemkosten werden mittelfristig steigen. Wie die Systemkosten im Rahmen gehalten werden können und welches Marktmodell dafür die besten Anreize bietet, diskutierte Oesterreichs Energie Generalsekretärin Barbara Schmidt gemeinsam mit Lukas Stühlinger, Johannes Mayer und Horst Brandlmaier unter der Moderation von Karl Newertal bei den BDO Austria Energy Talks.

23. bis 24. Jänner 2024

„Kein Land ist eine Insel“

Bei der Handelsblatt Energietagung saß auch Oesterreichs Energie Generalsekretärin Barbara Schmidt auf dem Podium. Ihr Eindruck: „Die Branche arbeitet mit vollem Einsatz an der Transformation des Energiesystems. Es waren keine Stimmen zu hören, ob die Transformation notwendig ist, sondern nur mit welchen Mitteln.“ Weiters forderte Schmidt die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes, denn „kein Land ist eine Insel. Wir müssen in den Gemeinden, Regionen und Ländern unsere Hausaufgaben machen und länderübergreifende Lösungen umsetzen. Mehr Tempo beim Netzausbau, keine Belastungen für Handel und Transit und ein zukunftsfähiges Marktdesign sind wesentlich.“



Oesterreichs Energie Generalsekretärin Barbara Schmidt bei der Handelsblatt Energietagung

OESTERREICHS ENERGIE, MARC-STEFFEN UNGER, VIENNAMOTION/K. JUHASZ

Save the Date

Die Veranstaltungsübersicht von Oesterreichs Energie Akademie

Oesterreichs Energie Akademie ist die erste Adresse für Aus- und Weiterbildung im Energiebereich. Wer sich für die Themen Strom und Energie interessiert, findet hier das passende Angebot. Mit Vortragenden aus der Branche bündeln wir Know-how und Fachwissen wie kein anderer Anbieter. Neben Fachseminaren und -tagungen veranstalten wir auch den Oesterreichs Energie Kongress, und damit den größten Fachkongress Österreichs. All das sorgt bei unseren Teilnehmerinnen und Teilnehmern nicht nur für mehr Wissen, Kompetenz und fundiertes Know-how, sondern ermöglicht darüber hinaus wichtige Kontakte. So unterstützen wir die E-Wirtschaft dabei, ihre Ziele zu erreichen.

Schaltanlagen und Netzstationen – Kernkomponenten der Energieverteilung
19. bis 20. 3. 2024

Sicherer Umgang mit elektrischen Anlagen
3. 4. 2024

Nachhaltigkeitsreporting und -management in der E-Wirtschaft
4. 4. 2024

Batterie- und Speichersysteme im Netz-Parallelbetrieb
9. bis 10. 4. 2024

Erst- und wiederkehrende Überprüfung elektrischer Anlagen
10. 4. 2024

Kundenservice und Beschwerdemanagement in der E-Wirtschaft
17. bis 18. 4. 2024

Workshop Lehrlingsausbilder:innen in der E-Wirtschaft
23. bis 24. 4. 2024

Arbeitnehmer:innenschutz im Energieunternehmen – Basis
23. bis 26. 4. 2024

Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)
25. 4. 2024

Schutztechnik
14. bis 16. 5. 2024

Renditeorientiertes Asset Management und digitaler Asset Service: Zentrale Erfolgsfaktoren für das Energieunternehmen
22. bis 23. 5. 2024

Anschluss und Parallelbetrieb von PV-Anlagen
4. und 5. 6. 2024

Finanzen & Controlling in der E-Wirtschaft – User Group
5. bis 6. 6. 2024

Energievertrieb & Marketing Österreich – User Group
12. bis 13. 6. 2024

Energietechnik für Nichttechniker:innen
13. 6. 2024
Themenfindung – Online
18. 6. 2024
Präsenzveranstaltung
27. 6. 2024
Follow-up – Online

Netzurückwirkungen
18. bis 20. 6. 2024

Fortbildungsseminar Arbeitnehmer:innenschutz
19. bis 20. 6. 2024

Österreichs E-Wirtschaft kompakt
25. bis 26. 6. 2024

Storytelling – Energiezukunft erklären
26. bis 27. 6. 2024

TOP-EVENT 2024 Oesterreichs Energie Kongress
18. bis 19. 9. 2024

Energietechnik für Nichttechniker:innen
26. 9. 2024
Themenfindung – Online
1. 10. 2024
Präsenzveranstaltung
3. 10. 2024
Follow-up – Online

Brandschutz im Energieunternehmen
8. bis 11. 10. 2024

Oesterreichs Energie E-Mobilitätstage 2024
8. bis 9. 10. 2024

Schutztechnik
15. bis 17. 10. 2024

Anschluss und Parallelbetrieb von PV-Anlagen
22. bis 23. 10. 2024

Zertifizierung zur Handhabung von SF6-Gas
5. bis 6. 11. 2024

Österreichs E-Wirtschaft kompakt
5. bis 6. 11. 2024

Auslegung von Erdungsanlagen in Hochspannungsnetzen über 1 kV und ohmsche Beeinflussung
6. bis 7. 11. 2024

Verteilnetzplanung
13. bis 15. 11. 2024

Oesterreichs Netzservice Forum 2024
26. bis 27. 11. 2024

Eine aktuelle Übersicht aller geplanten Veranstaltungen sowie Detailinformationen und Anmeldeformulare finden Sie auf unserer Homepage.

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



Warum kann Strom zugleich in beide Richtungen fließen?

Wie ist es möglich, auf derselben Leitung Strom zu beziehen und Strom einzuleiten?

Betrachtet man das, was üblicherweise als Stromfluss verstanden wird, aus physikalischer Sicht, handelt es sich nicht um einen Fluss. Vielmehr handelt es sich um eine Impulsweitergabe. Unter Spannung gesetzt, bewegen sich die Elektronen eines Leiters, stoßen die Elektronen des nächstliegenden Atoms an, die den Impuls an die Elektronen des nächsten Atoms weitergeben – so dass am Ende der Eindruck entsteht, der Strom würde durch den Leiter von einem Punkt zum anderem fließen.

Da Impulsweitergabe in beide Richtungen möglich ist, kann auch der Strom in beide Richtungen „fließen“. Deshalb ist es auch möglich auf ein und derselben Leitung Strom zu beziehen, etwa um diverse Haushaltsgeräte zu betreiben und Strom einzuleiten, etwa wenn ein Haus eine PV-Anlage hat und der überschüssige Strom an das Netz abgegeben wird.

Allerdings wurden Netze bislang so gebaut, dass sie auf eine weitgehend konstante Fließrichtung ausgelegt waren: von großen Erzeugern, etwa kalorischen Kraftwerken oder Wasserkraftwerken, hin zu den Verbrauchern. In der Nähe der großen Erzeuger haben Netze bzw. die Leitungen daher einen großen Querschnitt, um viel Strom transportieren zu können, je näher es an die Endverbraucher geht, desto dünner wird der Leitungsquerschnitt bzw. feiner verästelt wird das Netz.

Für die Energiewende ist das eine große Herausforderung. Denn wenn nun PV-Anlagen von Einfamilienhäusern Strom auf der relativ aufnahmeschwachen, „dünnen“ Seite einbringen, muss dieser Strom sehr schnell einem Verbraucher zugeführt werden. Sonst droht eine Überlastung.

Netze so zu planen und zu dimensionieren, dass das System auch in Zukunft die zunehmend beidseitigen Stromflüsse bewältigen kann, ist daher eine große, wenn auch öffentlich nicht immer ausreichend beachtete Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Smartmeter, die lokale Lastflüsse nachvollziehbar machen, leisten bei dieser Aufgabe eine große Hilfe. Sorgen wegen Datenschutzes muss sich in diesem Kontext allerdings niemand machen: Einzelnen Personen oder Haushalten können die aufgezeichneten Lastflüsse nicht zugeordnet werden, sie werden immer kumulativ für ein bestimmtes Nutzerkollektiv erfasst.



EXPERTE DES MONATS

Johannes Wisiak leitet die Abteilung Asset Management bei Energienetze Steiermark, einem Tochterunternehmen der Energie Steiermark AG.

ADOBE STOCK, BEIGESTELLT

Bei uns können Sie auch im Winter Sonne tanken.



Die Energiewelt der Zukunft ist eine Welt des Stroms. Damit Elektroautos künftig zu jeder Jahreszeit verlässlich durch unsere Straßen gleiten, brauchen wir nicht nur genügend Strom – wir brauchen auch viele leistungsfähige Ladestellen. Dafür müssen wir neue Speicher errichten und unsere Infrastruktur ausbauen – denn die Energiewende braucht starke Netze.

Österreichs E-Wirtschaft plant voraus.

oesterreichsenergie.at

 **oesterreichsenergie.**

ENERGIE | 24
KONGRESS

LET'S

DO

IT!

Oesterreichs Energie Kongress 2024

Oesterreichs Energie Kongress kommt nach Kärnten und wird zudem für alle, die nicht vor Ort dabei sein können, digital übertragen. Diskutieren Sie mit uns unter dem Motto „Let's do it!“ die aktuellen Themen und Herausforderungen der E-Wirtschaft und seien Sie dabei, wenn sich die Entscheider der Branche mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft treffen. Wir erwarten erneut über 500 Teilnehmer:innen, Redner:innen, Sponsoren und Aussteller zu diesem Branchenhighlight 2024.

Jetzt anmelden unter energiekongress.at

**Jetzt
anmelden!**

18.–19. September

Congress Center
Villach

 **oesterreichs
energie.**