

Strom Linie

Das Magazin zur Energiewende
#1/2022



VÄTERCHEN FROST?

Wie Russlands Krieg
die Energiemärkte auf
den Kopf stellt

Anschluss

Wie Europas Netzbetreiber
das ukrainische Stromnetz
stabilisieren

Aufschluss

Weshalb die Spannungs-
qualität in Österreich zur
Weltspitze zählt

Abschluss

Welche Fragen die neue
Taxonomieverordnung
aufwirft



Advancing a
sustainable energy
future for all

Zeiten der Wende

Der russische Einmarsch in die Ukraine läutet in Europa eine Zeitenwende ein. Neben den humanitären, politischen und wirtschaftlichen Dimensionen dieses Krieges, die derzeit noch kaum absehbar sind, stellt der Konflikt auch die Energiewirtschaft vor eine Reihe von Herausforderungen.

Waren es im Herbst noch die hohen Preise, die die Branche in Atem hielten, dominieren nun politische Fragen und die Sorge um die Versorgungssicherheit den Diskurs. Die Frage ist nun nicht mehr, ob sich Haushalte und Betriebe ihre Energie leisten können, sondern ob Gas im notwendigen Ausmaß weiter zur Verfügung steht. Auch wenn das Gas aus Russland seit Beginn des Kriegs weiter fließt, ist nicht klar, ob dies so bleiben wird. Der politische und moralische Druck europäischer Länder, die weniger als Österreich vom russischen Erdgas abhängig sind, ist hoch.

Die österreichischen Haushalte und Betriebe sind derzeit in hohem Maße auf russische Gaslieferungen angewiesen. Das Gleiche gilt für unsere thermischen Kraftwerke, die vor allem im Winter essenziell für die Aufrechterhaltung der Versorgung sind. Kurzfristig wird sich an diesem Umstand auch mit vollem Einsatz nur wenig ändern lassen – so viel Realismus sollte geboten sein.

Die derzeit brennendste Frage aus Sicht der Energiewirtschaft ist daher, wie wir uns auf die Bewältigung des nächsten Winters bestmöglich vorbereiten können. Das kürzlich beschlossene Gesetz zur Gasbevorzugung kann hier einen Beitrag leisten. Daneben gilt es, die Gasquellen zu diversifizieren.

Mittel- und langfristig steht uns mit dem Erneuerbaren-Ausbau allerdings ein wesentlicher Hebel zur Verfügung, den wir nun rasch in Bewegung setzen sollten. Verfahrensbeschleunigungen, die rasche Umsetzung der notwendigen Verordnungen, die Zurverfügungstellung von Flächen müssen angegangen und Projekte jetzt eingereicht werden.

Denn eines ist klar: Mehr politischen Rückenwind – und wohl auch öffentliche Unterstützung – als derzeit wird es für einen raschen und konsequenten Umbau unseres Energiesystems nicht geben. Wenn wir die Gunst der Stunde jetzt nicht nutzen, ist es sehr wahrscheinlich, dass wir in einigen Jahren wieder vor ähnlichen Problemen stehen. Denn das hat die Vergangenheit gezeigt: Die lange Bank löst im Energiebereich keine Probleme.



Barbara Schmidt
Generalsekretärin



34 Power Quality made in Austria

Kaum ein Land kann auf so eine hervorragende Spannungsqualität stolz sein wie Österreich. Was braucht es, damit das auch unter den Bedingungen der Energiewende so bleibt?

RAIMO RÜMPLE, ADOBE STOCK, BEGESTELT

6 WAS SEH' ICH DA? MOMENTAUFNAHME
Bilder einer Überwachungskamera zeigen am 4. März den Beschuss des größten Atomkraftwerks Europas durch russische Angreifer.

8 BRIEFING
News und Fakten aus der Energiewirtschaft.

12 GRAPHEN DES MONATS
Der russische Einmarsch in die Ukraine löste nicht nur ein politisches Erdbeben aus – er sorgt auch an den Märkten für massive Turbulenzen.

14 HERZLICH WILLKOMMEN NACHBAR
Im Zuge einer Notsynchronisierung wurde das ukrainische Stromnetz Mitte März an Kontinental-Europa angeschlossen.

16 COVERSTORY: PREIS-KRIEG
Der russische Einmarsch in die Ukraine hat die Energiemärkte auf den Kopf gestellt. Eine erste Einordnung.

24 WAS IST GRÜN?
Die Taxonomie-Verordnung sorgt in ihrer aktuellen Form für viele Fragen.

26 LEUCHTÜRME DER ENERGIEWENDE
Das Erweiterungsprojekt Kühtai.

38



Dossiers

43 DOSSIER I: IKT-RISIKOANALYSE FÜR DIE E-WIRTSCHAFT
Eine Arbeitsgruppe untersucht, welche Gefahren der Strom- und Gasversorgung durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien drohen.

46 DOSSIER II: ERLÄUTERUNGEN ZUR TOR-UMSETZUNG
Ein neues Erläuterungsdokument befasst sich unter anderem mit wesentlichen Fragen zum Network Code „Requirements for Generators“.



32

28 START-UP DES MONATS
enliteAI stabilisiert Stromnetze mit künstlicher Intelligenz – zumindest in der Theorie.

32 DIE STROMMACHER:INNEN
Sie sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen. Zwei Strommacher:innen im Portrait.



34 POWER MIT BESTER QUALITÄT
Die Spannungsqualität in Österreich ist eine der besten der Welt.

38 INSIDERWISSEN
Was sind eigentlich TOR?

40 INNOVATION DES MONATS
Die neue Smart-Meter-Kundenschnittstelle

49 SAVE THE DATE!
Die Veranstaltungsübersicht von Österreichs Energie Akademie

50 FRAGE DES MONATS
Das letzte Kraftwerk bestimmt den Strompreis. Warum eigentlich?

Momentaufnahme *Was seh' ich da?*

Saporoschja, Südost-Ukraine, Freitag, 4. März 2022, in den frühen Morgenstunden

Bilder einer Überwachungskamera zeigen den Beschuss des größten Atomkraftwerkes Europas durch russische Angreifer. Die Bilder markieren den Beginn der nächsten Eskalationsstufe in einem Krieg, in dem – zu Redaktionsschluss Ende März – bereits mehrere tausend zivile Opfer zu beklagen sind. Das Bild macht außerdem das Sicherheitsrisiko deutlich, das von einer Energieerzeugungsform ausgeht, die bei einem Störfall verheerende Auswirkungen auf Mensch und Umwelt hat. Bei dem Brand, der nach dem Einschlag ausgelöst wurde, sind zwei Feuerwehrleute verletzt worden.



Was seh ich da?

Das ist die trockene Schleuse des Verbund-Kraftwerks Jochenstein. Seit den 50er-Jahren sind die fünf Kaplan-turbinen und die Schiffschleusen des Laufkraftwerks in Betrieb. Alle neun Jahre werden sie gewartet, alle zwei Jahre werden die Schleusen des Kraftwerkes umfassend geprüft. Die niederschlagsarme Winterzeit ist dafür prädestiniert.

Energie AG rüstet Fuhrpark in Richtung E-Mobilität um

Die Energie AG Oberösterreich leistet ihren Beitrag, dass die Elektromobilität in Oberösterreich im Alltag ankommt.

Dabei geht sie mit gutem Beispiel im firmeneigenen Fuhrpark voran. Bis 2024 sollen 40 Prozent der aktuell insgesamt 140 PKW bzw. Minivans elektrisch betrieben werden, eine komplette Umrüstung bei den PKW und



Minivans ist bis 2026 möglich. Bis 2031 sollen auch die derzeit 64 PKW bzw. Minivans der Energie AG Umwelt Service umgestellt werden. Dann können pro Jahr 443 Tonnen CO₂ eingespart werden. „Elektromobilität ist mittlerweile alltagstauglich. Die Umrüstung unseres Fuhrparks ist unter diesem Aspekt nur eine logische Konsequenz. Nicht zuletzt können wir damit die CO₂-Emissionen deutlich reduzieren“, sagt Energie AG-Generaldirektor Werner Steinecker. Ausgenommen von der Umrüstung sind die Nutzfahrzeuge im Fuhrpark der Energie AG. Hier gibt es derzeit noch keine Elektrofahrzeuge, die den spezifischen Einsatzbedingungen (etwa Allradantrieb) entsprechen. Aktuell werden bereits 39 Fahrzeuge elektrisch betrieben. Die weitere Umstellung erfolgt Schritt für Schritt – sobald die jeweiligen Leasingverträge ausgelaufen sind.

Energie aus Sonne und Wind für alle

Burgenlands Landeshauptmann Hans Peter Doskozil, LH-Stv. Astrid Eisenkopf und Energie Burgenland-Vorstandsvorsitzender Stephan Sharma präsentieren erstes WärmepumpenAbo Österreichs.

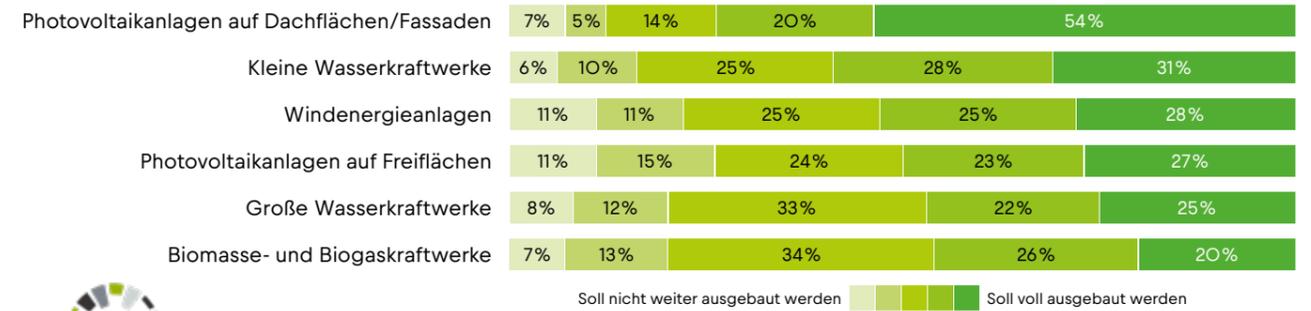
Unter der Prämisse: „Raus aus Öl und Gas“ soll mit dem Fokus auf Luftwärmepumpen der Weg zu einer Energie-Autarkie und zur Klimaneutralität führen. Mit „PumpenPeter“, dem ersten WärmepumpenAbo Österreichs, wurde ein neues Produkt vorgestellt, das den Umstieg auf diese umweltfreundliche, regionale Technik zum Fixpreis und im All-inclusive-Paket bietet. Im Angebot der Energie Burgenland ist eine volle Beratung enthalten.



Landeshauptmann Hans Peter Doskozil, Landeshauptmann-Stellvertreterin Astrid Eisenkopf und Energie Burgenland-Vorstandsvorsitzender Stephan Sharma präsentierten die neue Wärmestrategie des Landes.



Welche dieser Kraftwerke basierend auf erneuerbaren Energieträgern sollten Ihrer Meinung nach in Österreich in Zukunft wie stark ausgebaut werden, um die Stromversorgung zu sichern?



Bestnoten für E-Steiermark

Beim „Global Real Estate Sustainability Benchmark Rating“ (GRESB) erreicht E-Steiermark bei einer Teilnehmerzahl von rund 550 internationalen Unternehmen die Bestnote von fünf Sternen – im Ranking bedeutet das erneut einen Platz unter den obersten 20 Prozent. GRESB bildet weltweit die Grundlage für systematisches Reporting, objektive Bewertung sowie Peer-Benchmarking des ESG-Managements und der Leistung von Infrastruktur Assets. Im diesjährigen GRESB-Rating erreichte das steirische Leitunternehmen 89 von 100 möglichen Punkten und konnte somit die Punkteanzahl des Vorjahres (85) noch einmal deutlich verbessern. Vergleichbare Unternehmen derselben Peer Group schnitten durchschnittlich mit 80 Punkten ab, der insgesamt GRESB-Durchschnitt liegt bei 72 Punkten. Mit Platz 106 von rund 550 erzielt die Energie Steiermark ein 5-Star-Rating und beweist somit einmal mehr ihre Fortschrittlichkeit und ihre Vorreiterrolle im nachhaltigen Energiesektor.

Ansage des Monats

„Wir müssen uns schnellstmöglich von der Abhängigkeit der russischen Gaslieferungen lossagen, damit wir für Österreichs Bevölkerung und Wirtschaft Sicherheit und Stabilität gewährleisten können.“

CHRISTOPH WAGNER,
Präsident des Dachverbands Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ)

Mehr erneuerbare Energieprojekte

Nach einem Rückgang im ersten Pandemiejahr hat sich die Akzeptanz für erneuerbare Energieprojekte wieder deutlich verbessert. Das zeigt die aktuelle Erhebung des jährlichen Stimungsbarometers der Universität Klagenfurt, WU Wien, Deloitte Österreich und Wien Energie. Eine große Mehrheit wünscht sich den Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dächern, Fassaden und Freiflächen. (1.002 Befragte; Quelle: Deloitte Österreich)



Weltweit einzigartig: Der Wasserstoff-Betriebsversuch im Kraftwerk Donaustadt der Wien Energie.

Wasserstoff-Beimischung unter Realbedingungen

Mit dem weltweit ersten Wasserstoff-Betriebsversuch testet Wien Energie im Kraftwerk Donaustadt unter Realbedingungen die Beimischung von Wasserstoff in die Gasturbine. „Für die Wärmewende und den Klimaschutz in unserer Stadt spielt der Einsatz von grünen Gasen in unseren Kraftwerken eine zentrale Rolle. Mit dem weltweit ersten Wasserstoff-Betriebsversuch in einer Gasturbine machen wir den entscheidenden Schritt vom Papier in die Praxis. Dieses länderübergreifende Kooperationsprojekt ist ein Vorzeigebispiel für die gesamte Branche“, so Michael Strelb, Geschäftsführer der Wien Energie.

Neue Tochter berät Unternehmen bei CO₂-Reduktion

Um weitere Wachstumspotenziale auszuschöpfen und neue Märkte zu erschließen, gründete die Salzburg AG die hundertprozentige Tochter one2zero. Das eigenständig agierende Unternehmen legt den Fokus auf Beratungsleistungen rund um das Thema CO₂-Reduktion, wie der Energieversorger erklärte. Das Unternehmen trete dabei vor allem als Partner für Großunternehmen sowie kleine und mittlere Unternehmen auf. Auch die Umsetzung von erneuerbaren Projekten werde in Zusammenarbeit mit dem Partnernetzwerk von one2zero abgewickelt. Dabei sei die Kombination mit aktuellen Energie- und Datenmanagementsystemen ein integrativer Bestandteil des Leistungsangebotes, so die Salzburg AG.



Der Fokus von „one2zero“ liegt auf Beratungsleistungen.

Neues Zuhause für 111 Jahre alten Isolator

Für die ab Juni zu besichtigende Ausstellung „Mensch, Natur, Technik“ im EVN-Kraftwerk Wienerbruck konnte ein ganz besonderes Sammlerstück gewonnen werden: ein 111 Jahre alter Isolator der Mariazeller Bahn.



111 Jahre alter Isolator der Mariazeller Bahn findet neues Zuhause im EVN-Schaukraftwerk Wienerbruck.

Als die Mariazeller Bahn im Jahr 1911 vom Dampf- in den elektrifizierten Betrieb überging, wurde am Bahnhof Gössing ein weißer Isolator in jene Industrieleitung eingebaut, welche den Strom für die Bahn, die Gemeinden und die Industriekunden bis nach St. Pölten übertrug. Manfred Karner, ein ehemaliger Mitarbeiter des Hochspannungstrupps der NEWAG/NIOGAS beziehungsweise der EVN, baute den weißen Isolator schließlich im Jahr 2009 eigenhändig ab, rettete ihn vor der Entsorgung und nahm das Originalstück aus dem Jahr 1911 in seine persönliche Sammlung auf.

Zahl des Monats

Ein Erzeugungs-All-Time-High erreichten die Windkraftanlagen der EVN aufgrund der Wind- und Sturmböen an einem Tag im Jänner. Diese Strommenge entspricht dem Jahresbedarf von rund 2.140 Haushalten – und zeigt den Ausbaubedarf dieser Energiequelle zum Erreichen des 100-Prozent-Ziels 2030. (Quelle: EVN AG)



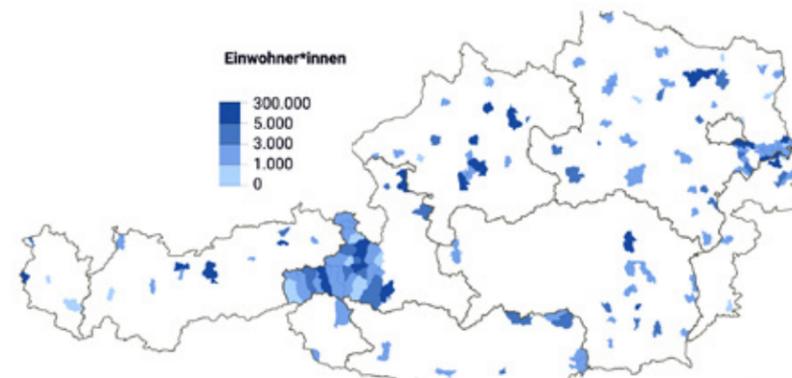
Kernkompetenz der PVI dreht sich um schlüsselfertige PV-Anlagen

KELAG erwirbt Photovoltaik-Unternehmen PVI

Das Unternehmen PVI GmbH (Photovoltaic Installationen) plant und errichtet PV-Anlagen auf Gewerbe- und Industriedächern und Freiflächen in Österreich und im benachbarten Ausland.

PVI hat den Unternehmenssitz in Klagenfurt, ist seit 15 Jahren im Projektgeschäft tätig; das Unternehmen hat derzeit 23 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Kernkompetenz der PVI sind die Planung, der Bau und die Service-erbringung von schlüsselfertigen PV-Anlagen, wie sie vor allem auf Gewerbe- und Industrie- und Freiflächen errichtet werden. Das Unternehmen hat zahlreiche Geschäftskunden in Österreich und im

benachbarten Ausland. „Der Erwerb der PVI passt perfekt in die strategische Ausrichtung der Kelag“, erklärt Vorstand Danny Güthlein. „Wir erzeugen Strom ausschließlich aus erneuerbarer Energie, bisher vorwiegend aus Wasserkraft. Aber auch Windkraft und PV sind für uns wichtige Herausforderungen. Mit der PVI wollen wir noch rascher im Photovoltaik-Projektgeschäft erfolgreich sein und die Aktivitäten ausweiten.“



Österreichs Gemeinden für starken Klimaschutz

Der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) hat im Herbst 2021 die Initiative „Für starken Klimaschutz und die Energiewende“ gestartet. Bürgermeisterinnen und Bürgermeister der in der Karte eingezeichneten Gemeinden bekennen sich mit ihrer Unterstützungserklärung zu Klimaschutz und 100% erneuerbarer Energie bis 2040 und vertreten dabei insgesamt über 800.000 Einwohnerinnen und Einwohner.

PERSONALIA



Edith Hlawati
ÖBAG schafft einen „Erweiterten Vorstand“ und ernannt zwei Branchenexperten zu Executive Directors. Carola Wahl und Robert Stajic bilden ab Februar mit Edith Hlawati den neu geschaffenen „Erweiterten Vorstand.“ Die interimistische Vorstandsin Christine Catasta scheidet aus, bleibt der ÖBAG aber über Aufsichtsratsfunktionen verbunden. Direktor Maximilian Schnödl kehrt aus familiären Gründen in die USA zurück.

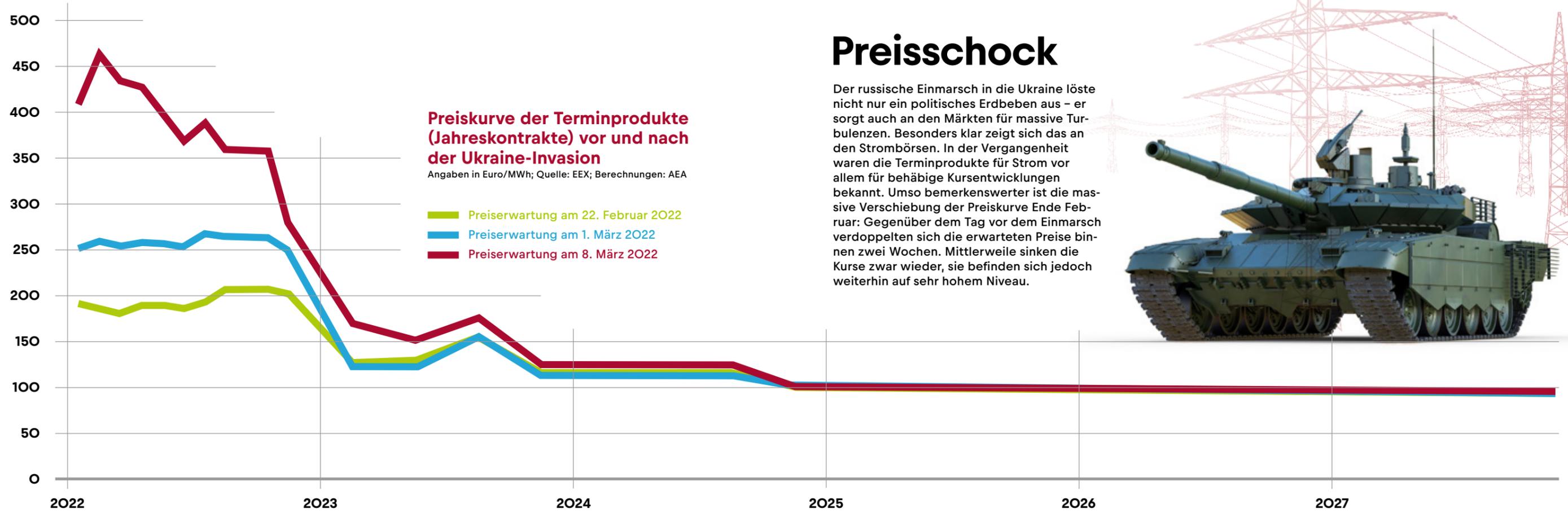


Harald Rieder & Gerhard Wotawa
Das Climate Change Center Austria CCCA hat eine neue Führungsspitze. Harald Rieder (Foto) von der Universität für Bodenkultur (Boku) Wien und Gerhard Wotawa von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) stehen dem österreichischen Klimaforschungsnetzwerk ab sofort vor.



Gerd Jung
Der ehemalige Programmleiter One-Stop-Shop bei den Wiener Stadtwerken Gerd Jung ist ab sofort als Leiter der neu gegründeten Stabsstelle Dialog Energiewende und Klimaschutz im Bundesministerium im Einsatz.

Graphen des Monats



Preisschock

Der russische Einmarsch in die Ukraine löste nicht nur ein politisches Erdbeben aus – er sorgt auch an den Märkten für massive Turbulenzen. Besonders klar zeigt sich das an den Strombörsen. In der Vergangenheit waren die Terminprodukte für Strom vor allem für behäbige Kursentwicklungen bekannt. Umso bemerkenswerter ist die massive Verschiebung der Preiskurve Ende Februar: Gegenüber dem Tag vor dem Einmarsch verdoppelten sich die erwarteten Preise binnen zwei Wochen. Mittlerweile sinken die Kurse zwar wieder, sie befinden sich jedoch weiterhin auf sehr hohem Niveau.

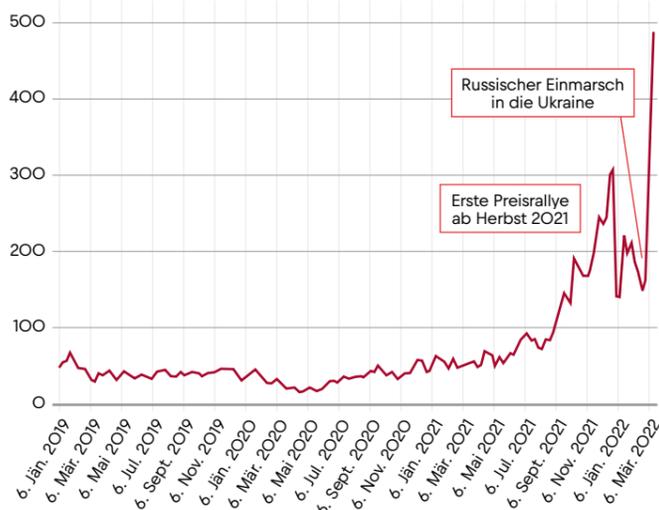


Preisspitze

Jahrelang war der Strompreis eine beständige Größe. Der Aufschwung nach Corona und die starke Gasnachfrage schlugen aufgrund von Merit Order und Uniform Pricing auch auf die Strompreise durch. Die Erholung nach einem starkem Erneuerbaren-Dargebot Anfang des Jahres wurde durch den russische Einmarsch ein jähes Ende gesetzt.

Spotmarktpreise in Österreich (day ahead)

Quelle: ENTSO-E, Berechnungen: AEA (Wochenmittel)

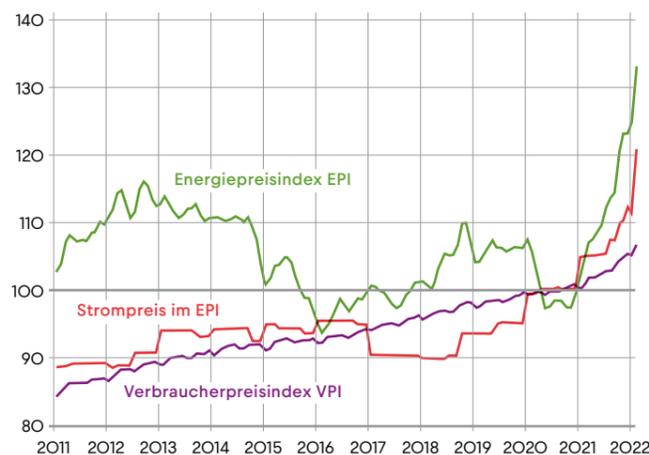


Preistreiber

Hinter uns liegt ein Jahrzehnt mit moderaten bis niedrigen Energie- und Stromkosten. Im Hinblick auf die Teuerung hatten die Strompreise lange eine dämpfende Wirkung – das hat sich nun geändert. Seit Anfang 2021 haben sich vor allem fossile Energieträger zu echten Inflationstreibern entwickelt.

Vergleich Strompreis mit EPI und VPI

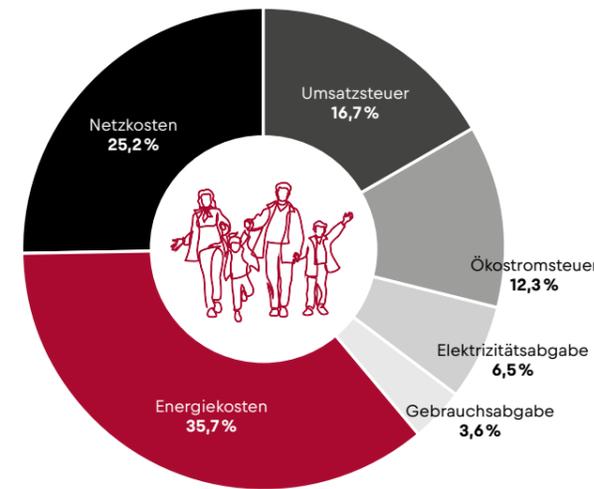
Index Basis 2020; Quelle Statistik Austria; Berechnungen: AEA



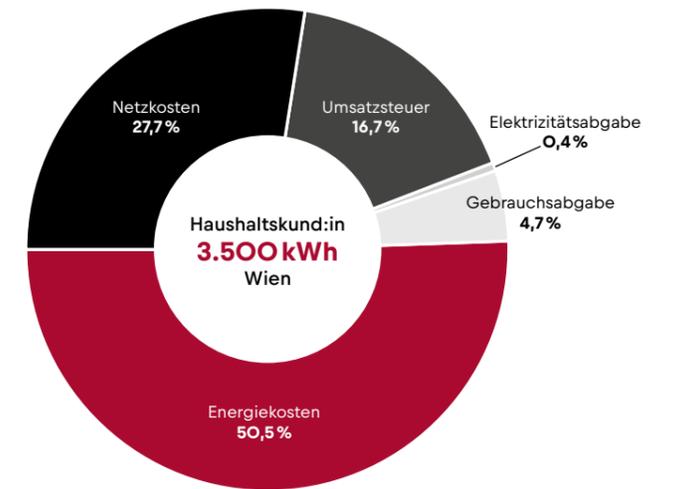
Preisgefüge

Durch die steigenden Strompreise ändert sich auch die Kostenstruktur der Stromrechnung. Traditionell machten die Bestandteile Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben ungefähr je ein Drittel der Kosten aus. Durch die steigenden Strompreise entfällt mittlerweile fast die Hälfte auf Energie – gleichzeitig wurde durch das Aussetzen der Ökostromabgabe bereits eine direkte Entlastungsmaßnahme gesetzt, die Reduktion der Elektrizitätsabgabe wurde angekündigt.

Quelle: Österreichische Energieagentur in Anlehnung an E-Control



Zusammensetzung des Strompreises vor der Krise



Zusammensetzung des Strompreises nach Entfall der Ökostromkosten und Reduktion der Elektrizitätsabgabe

Ласкаво просимо, сусіди!

Herzlich willkommen, Nachbarn!

Im Zuge einer Notsynchronisierung wurde das ukrainische Stromnetz Mitte März an Kontinental-Europa angeschlossen.

Eigentlich hätte es nur ein Test sein sollen. Drei Tage lang, vom 24. bis 26. Februar, wollte die Ukraine prüfen, wie gut ihr Stromnetz auch für sich allein funktionieren kann – abgekoppelt von Russland und Belarus. Mit dem russischen Einmarsch in die Ukraine in den frühen Morgenstunden des 24. Februars wurde aus der Übung auf einmal ein Ernstfall.

Abgesehen von der kleinen Burschtyn-Region im Südwesten des Landes, die schon seit Jahren mit dem kontinentaleuropäischen Netz verbunden ist, fand sich die Ukraine in einem dauerhaften Inselbetrieb wieder, der so nicht geplant war. Und der so manche Gefahr

mit sich brachte. Denn kleine, isolierte Netze – und gemessen am russischen Netz ist die Ukraine ein kleines Netz – tendieren zu Instabilität. Weshalb der ukrainische Netzbetreiber Ukrenergo am 27. Februar einen Antrag auf eine Notsynchronisierung mit dem Westen stellte. Die Begründung: Angesichts des Kriegs, in dem man sich befindet, sei es für die Ukraine überlebenswichtig, ihr Netz unter diesen Umständen so stabil wie möglich zu halten.

Pläne für einen Anschluss des Landes an das vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) betriebene europäische Stromnetz gab es seit 2017. Sie kamen aber nur schrittweise voran, nicht zuletzt wegen der

Tragweite des geplanten Vorhabens: 39 Netzbetreiber aus 35 Staaten sind an ENTSO-E beteiligt, das Netz reicht weit über die Europäische Union hinaus. Weshalb EU-Kommissarin Kadri Simson nach dem ukrainischen Antrag auf Notsynchronisierung diesen zwar unterstützte, die Entscheidung über die praktische und technische Umsetzbarkeit aber an die ENTSO-E weitergab.

Noch am gleichen Tag erklärte ENTSO-E in einer Stellungnahme: „ENTSO-E würdigt die außergewöhnlichen Bemühungen des ukrainischen Netzbetreibers Ukrenergo, das Stromnetz in diesen schwierigen Zeiten zu betreiben und aufrechtzuerhalten, und wird diese Bemühungen weiterhin unterstützen.“

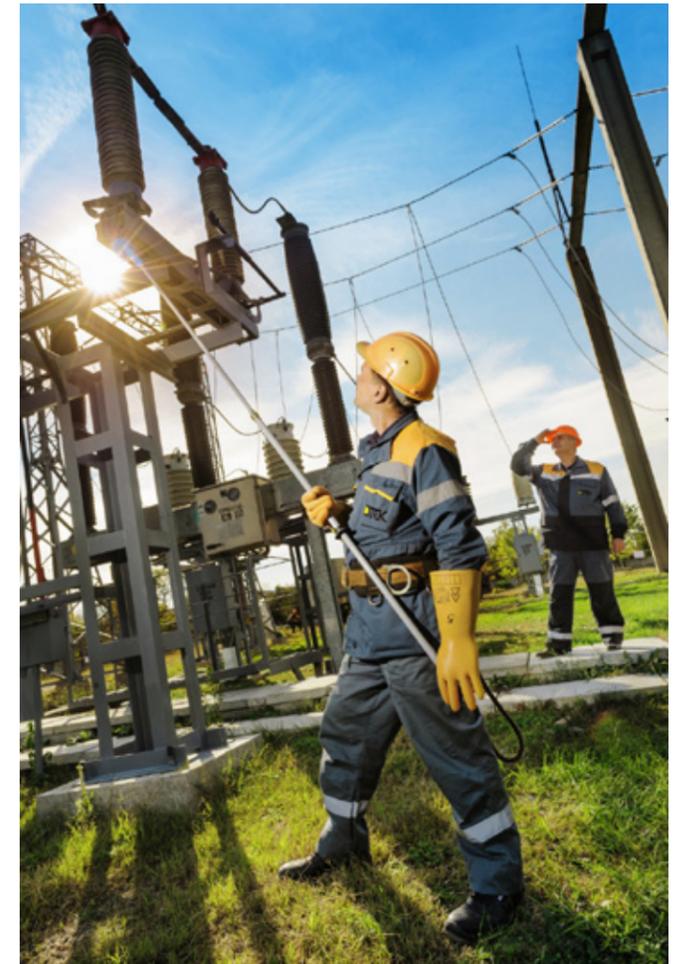
Task-Force am Werk

Wenige Stunden später stand bereits eine Entso-Task-Force bereit, die die Möglichkeiten und Risiken einer unmittelbaren Aufnahme der Ukraine (und damit auch der am ukrainischen Netz hängenden Republik Moldau) in den westlichen Netzverbund evaluieren sollte. Regelmäßig wurde bislang übrigens erst der Sommer 2023 als frühestmöglicher Beitrittstermin gehandelt.

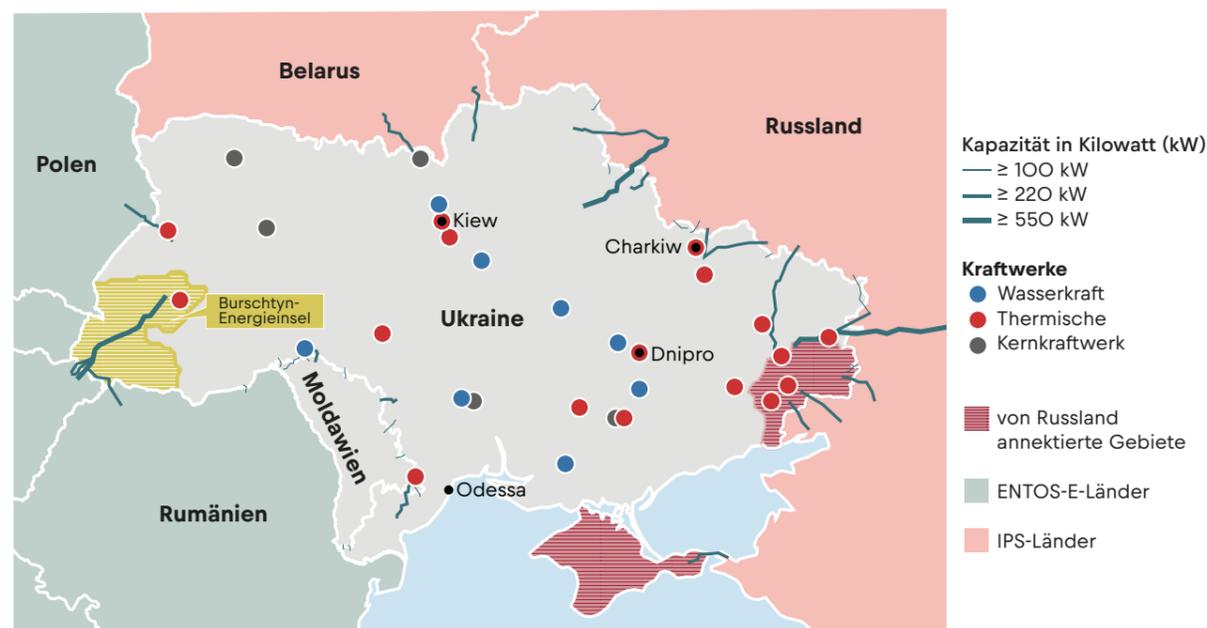
Im Kern ging es bei den Erhebungen der Task-Force darum, anhand technischer Parameter zu beurteilen, ob nach einem Anschluss der Ukraine und Moldawiens weiterhin ein gesicherter Stromfluss durch gut gewartete und verwaltete Stromsysteme garantiert werden kann. Vor allem für die Netzbetreiber in den westlichen Nachbarländern der Ukraine, also Slowakei, Ungarn, Polen und Rumänien, war auch zu prüfen, welche Anpassungen sie noch vornehmen müssen, um etwaige Stromflüsse von oder aus der Ukraine verarbeiten zu können.

„ENTSO-E würdigt die außergewöhnlichen Bemühungen der Ukraine, das Stromnetz in diesen schwierigen Zeiten aufrechtzuerhalten, und wird diese Bemühungen weiterhin unterstützen.“

BEIGESTELLT



Mitarbeiter des ukrainischen Stromversorgers DTK: Risiko für Europas Netze akzeptabel und beherrschbar



Netzicherheit

Neben Cybersicherheit spielte generell die Netzstabilität bei den Überlegungen der Task-Force eine Schlüsselrolle, etwa die Frage, ob das Restnetz etwaige Ausfälle in der Ukraine verkraften kann oder ob das ukrainische Netz eine ausreichende Frequenzstabilität hat. Zu klären waren aber auch rechtliche Rahmenbedingungen. Am Ende fiel das Urteil der Experten nicht nur unerwartet schnell, sondern auch eindeutig positiv aus. Das technische Risiko bei einem Anschluss der Ukraine an den ENTSO-E-Netzverbund bewege sich in einem akzeptablen und beherrschbaren Rahmen, der die Energiesicherheit Österreichs und Europas nicht gefährden werde, lautete das

Urteil. Am Nachmittag des 16. März wurde die Notsynchronisierung der Stromnetze von Kontinentaleuropa und der Ukraine daher Wirklichkeit.

Dass es so schnell gehen konnte, liegt auch daran, dass die Ukraine grundsätzlich in der Lage ist, ihr Netz selbst stabil zu halten und auch nicht vorhat, auf dem kontinentaleuropäischen Markt tätig zu werden. Dementsprechend niedrig sind auch die Lastflüsse, die zwischen Europa und der Ukraine erwartet werden. Man spricht von 100 bis 200 MW. Nur zum Vergleich: Zwischen Deutschland und Österreich sind es oft mehrere Tausend, zwischen Österreich und der Schweiz rund 1.000 MW.

Der russische Einmarsch in die Ukraine hat die Energiemärkte auf den Kopf gestellt. Jahrelange Gewissheiten wurden obsolet, die Zukunft präsentiert sich offener denn je. StromLinie zeichnet Chancen und Herausforderungen nach, die nun auf die Branche zukommen. Eine erste Einordnung.

Es sind Wochen, die die Welt verändern. Russische Raketen zerstören ukrainische Städte, Millionen Menschen sind auf der Flucht, die Gefahr einer weiteren militärischen Eskalation schwebt über Europa. Dabei wollte noch zu Jahresanfang kaum jemand an eine groß angelegte russische Invasion in der Ukraine glauben. Die große energiepolitische Diskussion konzentrierte sich damals auf die Frage: Wie lassen sich die kräftig anziehenden Energiepreise in den Griff bekommen?

Am 24. Februar ist mit dem russischen Einmarsch in die Ukraine aus der Preisfrage auf einen Schlag eine Verfügbarkeitsfrage geworden. Wie lange russisches Gas noch durch

die Ukraine fließen wird, vermag seitdem niemand zu sagen. Der Ausstieg aus dem Erdgas wurde auf einmal aber auch zu einer moralischen Entscheidung, Europa musste sich die Frage stellen: Wie lange noch wollen wir mit unseren Devisen Putins Russland unterstützen?

Erschüttert hat der Einmarsch in die Ukraine auch das lange gehegte Vertrauen in eine Welt, in der Konflikte auf zivilem Weg gelöst werden und wirtschaftlicher Austausch den Frieden garantiert. Die Formel, mit Gaskäufen Russland zu demokratisieren, gilt spätestens seit dem 24. Februar nicht mehr. So sie je gegolten hat. Doch was meint all das konkret?

Preis-Krieg



„Über die Gaskraftwerke, die in der kalten Jahreszeit verstärkt laufen, wirken sich Preissteigerungen bei Gas auch auf die Strompreise aus.“

Michael Strel, Geschäftsführer Wien Energie,
Spartensprecher Handel und Vertrieb
bei Oesterreichs Energie

1 Was bedeutet der Ukraine-Krieg für die globale Energieversorgung? Und: Wie hängt russisches Erdgas mit der österreichischen Stromproduktion zusammen?



Fast sofort nach Beginn des Krieges gaben die Preise für russische Energieträger nach.

Mit seinen tausenden zivilen Toten hat der Krieg, unabhängig davon, wie er ausgehen wird, schon heute die geostrategische und erst recht die energiepolitische Weltkarte verändert. Europa und die Vereinigten Staaten rücken so nahe zusammen wie schon lange nicht mehr. Auf der anderen Seite steht ein russisch-chinesisches Bündnis im Raum. Und auch die arabische Welt bringt sich in Stellung.

„Saudi-Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate spielen jetzt ihre Macht dem Westen gegenüber aus, weil sie wissen, dass der Westen sie als Energielieferanten dringender braucht denn je. Vor allem für Europa kann das zu einem Problem werden. Denn Europa ist nicht so energieautonom wie die USA“, urteilt Kristina Spohr, Geopolitik-Spezialistin und Professorin an der London School of Economics.

Russland braucht China

Zugleich wende sich Russland verstärkt China zu. „China ist ein Großabnehmer russischer Energie und Rohstoffe und ein guter Investor“, sagt Spohr. „Andererseits ist eine zu enge Bindung an Chi-



„China will bis 2050 eine führende Macht in der Welt werden, aber Russland will nicht Chinas Vasall sein.“

Kristina Spohr, Professorin an der London School of Economics

na aus russischer Sicht problematisch, weil China geopolitisch ein Konkurrent ist. China will bis 2050 eine führende Macht in der Welt werden, aber Russland will nicht Chinas Vasall sein.“ Und schließlich, ergänzt die Professorin, seien da auch noch die völlig unterschiedlichen kulturellen Zugänge. Moskau sei eben in Europa, Peking in Asien.

Trotzdem: Im Moment braucht Russland China. Selbst wenn die beidseitigen Dementi, wonach Moskau Peking niemals um militärische Unterstützung in der Ukraine gebeten hat, stimmen – ökonomisch ist der russische Präsident auf das Wohlwollen Chinas angewiesen. Auch und gerade im Energiesektor. Denn was in der breiteren Öffentlichkeit

vielfach unbemerkt blieb: Fast sofort nach dem Beginn des Krieges gaben die Preise für russische Energieträger nach.

Preisverfall bei russischem Erdöl

Während Erdöl der Nordseesorte Brent zwischenzeitlich auf den Höchststand von 118 Dollar kletterte, stürzte russisches Öl der Marke Urals regelrecht ab. Seitdem ist die Differenz zwischen Brent und Urals so groß wie noch nie nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion. Mitte März betrug sie fast 30 Dollar pro Barrel – ein deutliches Zeichen, dass nicht nur die USA, die mittlerweile ein Embargo auf russische Energie verhängt hatten, sondern auch andere westliche Player Einkäufe in Russland einstellten. Täte es auch China, hätte Wladimir Putin ein ziemliches Problem, seinen Ukraine-Feldzug zu finanzieren. Mehr noch: Er müsste auch die Sozialtransfers an jene breiten Schichten der verarmten russischen Bevölkerung kappen, deren passive Unterstützung ihm neben dem Militär- und Geheimdienstapparat die Macht sichert.

Für den Westen ist es in dieser Situation freilich umso wichtiger, Alternativen zum russischen Erdgas zu schaffen. 1600 TWh Gas pro Jahr hat Europa zuletzt über diesen Energieträger aus Russland bezogen. In Österreich werden 80 Prozent des Erdgasbedarfs von Russland gedeckt. Die Elektrizitätswirtschaft ist nach der Industrie der zweitgrößte Abnehmer davon. Denn vor allem im Winter reichen Wind-, Wasser- und Sonnenkraft allein nicht aus, um die benötigten Strommengen zu produzieren. Und das wird auch in Zukunft so bleiben. Nach vollzogener Energiewende soll allerdings auch jenes Gas, das nötig ist, um die Stromversorgung zu sichern, aus erneuerbaren Quellen stammen.

LNG als Alternative?

Noch ist es aber nicht so weit. Weshalb als Zwischenlösung immer wieder LNG ins Spiel gebracht wird. „LNG kann als Übergangslösung helfen, die Abhängigkeit von russischem Gas zu reduzieren. Das ist aber mit erheblichem Aufwand verbunden, dem Bau von Terminals und

Pipelines – das geht nicht von heute auf morgen“, kommentiert Karina Knaus, Leiterin der Ökonomie-Abteilung bei der Österreichischen Energieagentur. Neben Ländern des Nahen Ostens, Stichwort: Katar, die zuletzt vor allem von der Politik als mögliche Lieferanten von LNG ins Spiel gebracht wurden, wäre grundsätzlich auch Norwegen ein interessanter Partner. Bei näherer Betrachtung erweist sich allerdings auch die norwegische Option als schwierig.

Nach Russland ist Norwegen der zweitgrößte Erdölproduzent Europas, wobei das Land pro Tag rund vier Millionen Barrel Erdöläquivalente fördert, die Hälfte davon als Erdgas. Um den europäischen Markt mit LNG zu versorgen, wäre vor allem eine Steigerung des Erdgasanteils wichtig, da sich Erdgas technisch relativ einfach zu LNG verflüssigen lässt. Norwegische Ölfelder sind allerdings meist darauf ausgelegt, parallel Öl und Gas zu fördern, wobei sich das Verhältnis der beiden Bestandteile nicht ohne Weiteres verändern lässt. Zahlreiche norwegische Erdgasvorkommen sind außerdem noch überhaupt nicht erschlossen. Das zu tun, würde Zeit ebenso brauchen wie umfangreiche Investitionen. Aus der Ad-hoc-Perspektive betrachtet, mangelt es sowohl der Katar- als auch der Norwegenoption aber vor allem an Transportmöglichkeiten: Die bestehenden Pipelines sind ebenso ausgelastet wie die meisten LNG-Terminals in der EU.



„Kernkraft ist eine Technik, die im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien eine negative Lernkurve hat: Sie wird, je länger es sie gibt, in ihrer Errichtung immer teurer.“

Karina Knaus, Leiterin der Ökonomie-Abteilung, Österreichische Energieagentur

2 Wie kann sich Europa aus der Abhängigkeit von Russland befreien? Und: Werden die Energiepreise dann noch weiter steigen?



Aufmerksame Beobachter konnten schon im Oktober des Vorjahres ein geändertes Marktverhalten des russischen Erdgasriesen Gazprom feststellen.

Russlands Invasion in der Ukraine war in ihrem aktuellen Ausmaß tatsächlich schwer vorherzusehen, auch wenn einige Nato-Partner wie Polen oder die baltischen Staaten immer wieder vor exakt diesem Szenario warnten. Dafür, dass Russland vorhat, seine Politik dem Westen gegenüber zu verschärfen, gab es hingegen jede Menge Anzeichen. Dennoch traf die Erdgas-Krise Europa unvorbereitet.

Dabei konnten aufmerksame Beobachter schon im Oktober des Vorjahres ein geändertes Marktverhalten des russischen Erdgasriesen Gazprom feststellen. Ab 2018 bot Gazprom neben Lieferungen, die in Verträgen langfristig vereinbart sind, auch die Möglichkeit, Erdgas auf kurzfristiger Basis über eine eigene Online-Plattform zu kaufen. Seit Oktober 2021 ist es damit vorbei. Seitdem hat Moskau an den Westen nicht einen Kubikmeter Gas mehr geliefert, als es nötig ist, um die bestehenden Verträge zu erfüllen.

Preis-Rallye

Der Gaspreis bekam dadurch einen Schub nach oben. Die Preis-Rallye, die

im Herbst begann, hatte aber auch andere Gründe. Einer davon war im Prinzip positiv: Nach dem Abflauen der Corona-Pandemie erholte sich die globale Wirtschaft schneller als gedacht und brauchte dementsprechend mehr Energie. Einige andere Ursachen waren indes weniger erfreulich: vor allem der niedrige Speicherstand ausgerechnet zu dem Zeitpunkt, als die Preise massiv nach oben zu klettern begannen.

„Die Speicherstände waren niedrig und wurden auch kaum gefüllt“, erklärt Karina Knaus die Entwicklung. „Der Grund dafür lag unter anderem darin, dass gerade die hohen Preise keinen Anreiz zum Einspeichern gaben. Denn die Betreiber der Speicher konnten nicht sicher sein, dass sich der Gaspreis auch im Winter und den Folgemonaten noch auf einem so hohen Niveau befinden würde und sie das Gas ohne Verlust wiederverkaufen könnten.“

Bei gerade einmal 98 lag der österreichische Gaspreisindex im Juni 2021, im Oktober schon bei 217, im Dezember bei 365 und im März 2022 bei 442, wobei da die Effekte des Ukraine-Kriegs noch kaum berücksichtigt sind.

Die Entwicklung beim Strompreis war ähnlich, auch wenn die Kurve nicht ganz so steil nach oben ging. „Über die Gaskraftwerke, die in der kalten Jahreszeit verstärkt laufen, wirken sich Preissteigerungen bei Gas auch auf die Strompreise aus“, erklärt Michael Streb, Geschäftsführer der Wien-Energie und Spartensprecher Handel und Vertrieb bei Oesterreichs Energie.

Preistreiber Gas

Der zuverlässigste Weg, sich sowohl aus der Abhängigkeit von Russland zu befreien, als auch von den hohen Strompreisen loszukommen, wäre daher ein möglichst schneller und vollständiger Ausstieg aus der fossilen Energie. Das bestätigt auch die Wirtschafts- und Energieexpertin Karina Knaus. Auch wenn Gegner der erneuerbaren Energie gern von einer „Greenflation“ reden würden und damit unterstellen, dass der Umstieg auf nicht fossile Energieträger die Strompreise in die Höhe treibe, sei es in Wirklichkeit gerade umgekehrt. Richtigerweise müsste man daher von einer „Fossilflation“ sprechen: „Es sind die im Winter nach wie vor notwendigen Gaskraftwerke mit ihren hohen Grenzkosten, die den Preis in die Höhe treiben.“

Das tun sie tatsächlich. Denn selbst die Verstromung von Kohle oder die Produktion von Strom aus Kernenergie erweisen sich in ihren Grenzkosten niedriger als Strom aus Erdgas. Dass Kohle



„Es muss ganz dringend etwas passieren, sonst werden sich viele Menschen im kommenden Winter die Heizkosten nicht mehr leisten können.“

Anna Parr, Generalsekretärin, Caritas Österreich

keine nachhaltige Option darstellt, ist allerdings offensichtlich – auch wenn der grüne deutsche Wirtschaftsminister und Vizekanzler Robert Habeck kürzlich angesichts des Ukraine-Kriegs von der Möglichkeit gesprochen hat, den Kohleausstieg zu verzögern, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Last Exit Kernkraft?

Bei Kernkraft fällt das Urteil nicht ganz so eindeutig aus. In den entsprechenden Zusätzen zur EU-Taxonomie-Verordnung, die für eine nachhaltige europäische Ökonomie sorgen soll, wird Kernkraft zumindest als potenziell nachhaltig eingestuft. Atomkraftwerke haben außerdem den Vorteil, verhältnismäßig billig im Betrieb zu sein und keinen CO₂-Ausstoß zu verursachen.

„Kernenergie ist in ihren Grenzkosten relativ günstig, allerdings ist sie mit einem schweren und schwer beherrschbaren Sicherheitsrisiko verbunden“, kommentiert Karina Knaus. „Dazu

kommt, dass AKWs eine über den gesamten Lebenszyklus gerechnet sehr teure Technologie sind. Für Kernkraft kann man da Kosten von dreizehn bis zwanzig Cent pro KWh annehmen, bei den Erneuerbaren sind es nur vier bis acht Cent pro KWh. Kernkraft ist auch eine Technik, die im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien eine negative Lernkurve hat: Sie wird, je länger es sie gibt, in ihrer Errichtung immer teurer.“

Womit klar wird: Im Grunde muss der Weg zu einer unabhängigen europäischen Stromversorgung unabhängig von der aktuellen Krise über die erneuerbaren Energien führen. Gerade im privaten Bereich erwarten Experten von der Krise aber auch den einen oder anderen positiven Impuls, da es aufgrund der hohen Preise nun auch für Privathaushalte ökonomisch notwendig wird, den eigenen Energiekonsum zu hinterfragen: „Es ist also tatsächlich ein günstiger Zeitpunkt, um Effizienzpotenziale im eigenen Umfeld zu identifizieren und, wo möglich, zu heben. Dabei denke ich weniger an kleinere Verhaltensänderungen, sondern vor allem an strukturelle Maßnahmen in den Bereichen Wohnen und Mobilität“, sagt Wien-Energie Chef und Spartensprecher Handel und Vertrieb von Oesterreichs Energie Michael Streb. „Denn den kleinsten Preis und den kleinsten ökologischen Fußabdruck haben am Ende die Kilowattstunden, die gar nicht verbraucht werden.“

3 Worauf müssen sich Kunden und ihre Lieferanten in den nächsten Monaten einstellen?

Und: Wie lassen sich die sozialen Folgen abfedern?



Die Kunden werden mit zum Teil empfindlichen Tarifierhöhungen zu Rande kommen müssen.

Bei allem Optimismus ist für die nächsten Monate aber auch klar: Sowohl für Kunden als auch für Lieferanten wird die Marktsituation schwierig bleiben. Die Energielieferanten werden nicht umhin kommen, ihre Preise weiter anzupassen, die Kunden werden mit zum Teil empfindlichen Tarifierhöhungen zu Rande kommen müssen. Um 455 Prozent ist der Gaspreis im März 2022 höher gewesen als im März 2021, der Strompreis um 139 Prozent.

Selbst bei einer maßvollen Preis Anpassung bedeuten diese Werte vor allem für niedrige Einkommen eine massive Belastung. Das weiß auch Michael Streb und er erklärt: „Die Energieunternehmen haben deshalb eine Reihe von freiwilligen Maßnahmen gesetzt, darunter die Verdoppelung der Mittel zur Bekämpfung von Energiearmut und ein Verzicht auf Strom- und Gasabschaltungen für soziale Härtefälle bis Ende Mai 2022.“ Zudem verweist er auch auf die Maßnahmen der Bundesregierung, die er als einen ersten guten Ansatz bezeichnet.

Akute Hilfe dringend nötig

Das sieht auch Anna Parr, Generalsekretärin der Caritas Österreich, so,

beschränkt aber ein, dass mit dem neuerlichen Preisschub nun dringend neue und vor allem auch schnell wirkende Maßnahmen nötig seien: „Der Energiekostenausgleich ist keine akute Hilfe. Diese Ausgleichszahlung soll über die Energieversorger erst bei der nächsten Jahresstromabrechnung in Abzug gebracht werden, die Reduzierung kommt also erst in dem Monat, in dem man seinen Vertrag abgeschlossen hat. Das kann jetzt sein, aber auch erst im August oder Dezember.“

Dass die Lage dramatisch sei, sehe die Caritas tagtäglich in ihren Beratungsstellen: „Wir haben einen massiven Zustrom von Menschen, die noch vor zwei Jahren nicht im schlimmsten Traum daran gedacht hätten, dass sie die Leistungen der Caritas in Anspruch nehmen werden. Da muss ganz dringend etwas passieren, sonst werden sich diese Menschen im kommenden Winter die Heizkosten nicht mehr leisten können.“

Doch was soll passieren? Die Antwort auf diese Frage ist nicht ganz einfach, wie der Ökonom Stephan Schulmeister, bis zu seiner Pensionierung 2012 am Wifo tätig, ausführt. In der Energiepolitik stehe man im Moment

vor zwei Fragen. Einerseits: Wie lässt sich die Energieversorgung so gestalten, dass fossile Energieträger zurückgedrängt werden? Andererseits: Wie kann man die steigenden Energiepreise so abfedern, dass sie die niedrigen Einkommen nicht überproportional treffen?

Gegen das Gießkannenprinzip

„Das sind zwei verschiedene Ziele, die man nicht sinnvoll mit einer Maßnahme erreichen kann“, sagt Schulmeister. „Ein Preisdeckel, die Senkung der Mehrwertsteuer, das Aussetzen der CO₂-Bepreisung, kurz: Alle Maßnahmen, die Energie für jeden bezuschussen, sind nicht treffsicher, weil sie auch jene entlasten, die höhere Energiepreise verkraften können.“ Auch klimapolitisch seien solche Eingriffe nicht sinnvoll, weil Haushalte mit mittleren und höheren Einkommen und Unternehmen dann erst recht wieder weniger Anreiz haben würden, ihren CO₂-Verbrauch zu reduzieren.

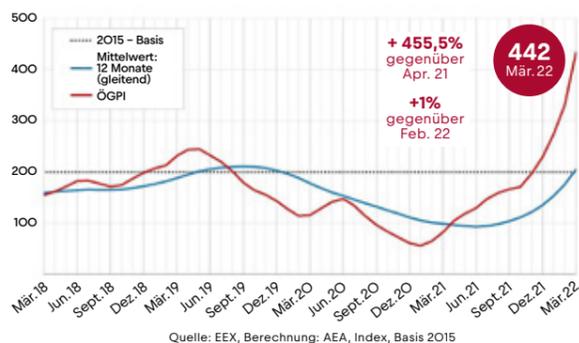
Wenn es darum gehe, niedrige Einkommen vor den Folgen hoher Energiekosten zu schützen, ohne zugleich fossile Energie zu subventionieren, wäre es daher sinnvoller, findet Schulmeister, niedrige Einkommen generell zu entlasten: im Niedriglohnsektor durch eine Negativsteuer, bei Arbeitslosen, Sozialhilfeempfängern und Mindestsicherungsbeziehern durch Erhöhung dieser Leistungen.

Und wolle man die Unterstützung unbedingt auf den Energiesektor beschränken, dann gebe es immer noch die Möglichkeiten von gestaffelten Stromtarifen. „Je nachdem, wie viele Personen ein Haushalt hat, lässt sich errechnen, wie viel Energie dieser Haushalt für die Deckung seiner Energie-Grundbedürfnisse benötigt wie Heizen oder Kochen. Bis zu dieser Verbrauchsmenge könnte es einen günstigen Tarif geben, darüber einen teuren. Wer seinen Swimmingpool befüllen und aufheizen will, der kann ruhig dafür auch mehr zahlen.“

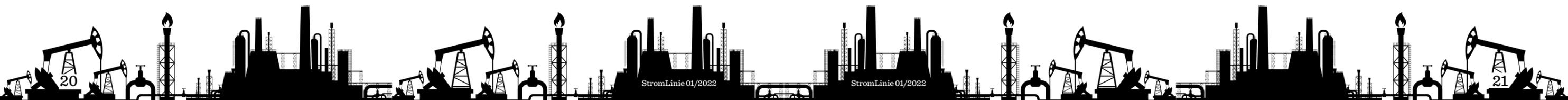
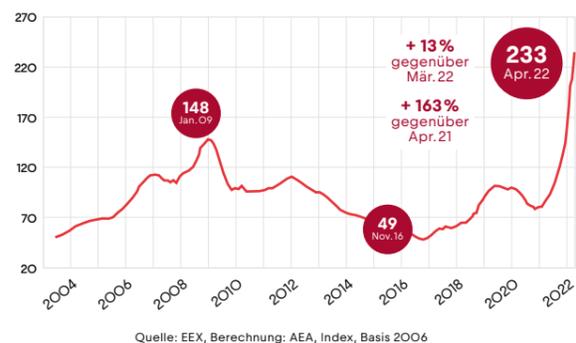
Kann der Markt alles lösen ...

Doch auch beim Versuch, ökonomischen Druck für den Ausstieg aus der fossilen

Österreichischer Gaspreisindex
ÖGPI mit noch nie dagewesener Preissteigerung, Ukraine-Invasion erst geringfügig eingepreist



Österreichischer Strompreisindex
ÖSPI im April 2022 auf neuem Allzeithoch, extremer Anstieg gegenüber Vorjahren.



„Wir verdoppeln die Mittel zur Armutsbekämpfung!“

Als Spartenobmann verantwortet **Michael Strebl**, Geschäftsführer von Wien Energie, bei Oesterreichs Energie den Bereich Handel und Vertrieb. Darüber, was den Markt bewegt und wie sich die Preise der Zukunft entwickeln könnten, weiß er daher bestens Bescheid.

Was hat den Strompreis in den vergangenen Monaten in die Höhe getrieben: die Bestrebungen, auf nicht fossile Energieträger umzurüsten, oder die Weltpolitik?

Michael Strebl: Die Gründe für die steigenden Strompreise liegen derzeit vornehmlich im globalen geopolitischen Bereich. Der Umstieg auf erneuerbare Energieträger spielt dabei nur eine Nebenrolle. Das starke globale Wirtschaftswachstum und damit verbunden die steigende Nachfrage nach Gas haben bereits vergangenes Jahr zu steigenden Gaspreisen geführt. Über die Gaskraftwerke, die in der kalten Jahreszeit verstärkt laufen, wirken sich diese Preissteigerungen auch auf die Strompreise aus. Die aktuelle Situation in der Ukraine und Russland beeinflusst die Lage natürlich massiv und bringt weitere Unsicherheit und Volatilität von Angebot und Nachfrage mit sich. Bei all dem darf man den dringend notwendigen Ausbau der Erneuerbaren nicht aus den Augen verlieren. Die Investitionen in erneuerbare Technologien sind weiterzuverfolgen, nur sie können uns langfristig eine Unabhängigkeit von fossilen Lieferketten ermöglichen.

Wie beurteilen Sie die von der Regierung angestrebten Instrumente zur Entlastung der Haushalte im Bereich Energiekosten? Sind sie zielführend oder verschleppen sie bloß die dringend notwendige Energiewende?

Strebl: In der aktuellen Situation geht es weniger um die Finanzierung der Energiewende – bei den derzeitigen Marktpreisen wären viele Tech-

nologien auch ohne Förderungen marktfähig –, sondern darum, dass Energie für die Haushalte leistbar bleibt. Das Maßnahmenpaket der Bundesregierung ist aus unserer Sicht ein guter erster Ansatz. Darüber hinaus haben auch die Energieunternehmen eine Reihe von freiwilligen Maßnahmen gesetzt, darunter die Verdoppelung der Mittel zur Bekämpfung von Energiearmut und ein Verzicht auf Strom- und Gasabschaltungen für soziale Härtefälle bis Ende Mai 2022 sowie die Fortsetzung der bewährten Kooperationen mit Sozialeinrichtungen und Hilfsorganisationen. Auch auf Landesebene werden weitere Unterstützungsmaßnahmen erfolgen.

Abseits der Preisdiskussion: Was können Verbraucher in der aktuellen Situation noch tun, um ihre Energiekosten zu reduzieren?

Strebl: Die aktuelle Marktsituation ist sowohl für Kunden als auch Lieferanten schwierig – und wird es in den kommenden Monaten wohl auch bleiben. Es ist also tatsächlich ein günstiger Zeitpunkt, um Effizienzpotenziale im eigenen Umfeld zu identifizieren und, wo möglich, zu heben. Hier können Kundinnen und Kunden selbst aktiv werden – und dabei denke ich weniger an kleinere Verhaltensänderungen, sondern vor allem an strukturelle Maßnahmen in den Bereichen Wohnen und Mobilität. Wir wissen, dass in diesen Bereichen in Österreich noch große Effizienzpotenziale liegen. Den kleinsten Preis und den kleinsten ökologischen Fußabdruck haben am Ende die Kilowattstunden, die gar nicht verbraucht werden müssen.



„Wer seinen Swimmingpool befüllen und aufheizen will, der kann ruhig dafür auch mehr zahlen.“

Stephan Schulmeister, Ökonom

Energie aufzubauen, würde Schulmeister auf andere Modelle setzen als jene, die im Moment eingeführt werden. Denn, so sagt er, eine CO₂-Bepreisung als Versuch, von Erdöl und Erdgas wegzukommen, habe den Nachteil, dass sie vom Markt abhängig bleibe. Im Moment, wo die Energiepreise hoch seien, wäre der Anreiz zu einem Umstieg gegeben. Sinke der Preis, verpuffe die Wirkung aber: „Gehen die Preise herunter, zahlt sich trotz CO₂-Bepreisung der Umstieg auf erneuerbare Energie für viele nicht aus.“

Und sinkende Erdölpreise seien in Zukunft durchaus möglich, meint Schulmeister, auch wenn das im Moment für viele unvorstellbar scheine. „Wir hatten in den letzten zwanzig Jahren drei Peaks mit Erdöl-Preisen nahe oder über der 100-Dollar-Grenze pro Barrel und die Preise fielen dann doch immer wieder auf rund 30 Dollar oder noch weniger. Es ist nicht ausgemacht, dass das nach der aktuellen Krise nicht auch wieder passiert“, sagt Schulmeister.

... oder ist die Zeit staatlicher Maßnahmen gekommen?

Das Ausstiegsszenario, für das er sich einsetzt, versucht daher die Energiepreise vom Erdölpreis am Weltmarkt abzukoppeln. „Es wäre sinnvoll, einen fixen Preispfad für Öl, Gas und Kohle vorzugeben, mit moderaten Steigerungen von zum Beispiel fünf Prozent von Jahr zu Jahr. So könnte sich jeder Unternehmer und jeder Haushalt ausrechnen, ab wann sich fossile Energie für ihn nicht mehr lohnt und auf diese Weise sichere und langfristige Investitionsentscheidungen treffen.“

Den Unterschied zwischen dem Weltmarktpreis und dem Preispfad

würde eine flexible Energiesteuer ausgleichen. Wäre der Marktpreis hoch, würde die Steuer niedriger sein, wäre der Marktpreis niedrig, wäre die Steuer höher. Für den Fall, dass der Marktpreis über dem Preispfad liegen würde, müsste für die Zeit, wo das so ist, der Staat den Unterschied durch Zuschüsse ausgleichen.

Auf den Einwand, dass Modelle dieser Art mit freier Marktwirtschaft nur schwer vereinbar seien, reagiert Schulmeister erstaunlich gelassen: „Ich erwarte, dass ähnliche Mechanismen kommen werden. Ich glaube, die Welt wird gerade in der aktuellen Krise merken, dass der Markt nicht alles regeln kann. Es war in der Geschichte schon immer so, dass bei Kriegen und Krisen Staaten immer planwirtschaftliche Elemente eingeführt haben – eben weil Planwirtschaft manche Probleme besser lösen kann als der Markt.“

Ob Schulmeister mit dieser Einschätzung recht hat oder nicht, bleibt offen. Doch allein die Tatsache, dass im Moment – vom Aussetzen der Mehrwertsteuer bis zu flächendeckenden Energiezuschüssen – gehäuft Lösungsvorschläge diskutiert werden, die wieder auf mehr Regulierung und staatliche Eingriffe abzielen, zeigt: Putins Krieg hat die Energiewelt tatsächlich auf den Kopf gestellt.

Haushaltsenergiepreise

Fossile Energieträger treiben vor allem die Inflation

Energieträger	Jahresvergleich Jän. 2022 – Jän. 2021
Strom	6,2%
Super	28,2%
Diesel	30,8%
Brennholz	10,2%
Holzpellets	15,3%
Heizöl	45,8%
Fernwärme	11,4%
Gas	37,7%
Verbraucherindex (VPI)	5,0%
Energieindex (EPI)	22,4%

ADOBE STOCK, BEIGESTELLT



Ederer meint ...

Schneller UND besser

Lange UVP-Verfahren schaden Klimaschutz, Naturschutz und Bürgerinteressen

Dass Klimaministerin Eleonore Gewessler eine Effizienzsteigerung bei UVP-Verfahren anstrebt, ist eine sehr gute Nachricht. Dieses Vorhaben nimmt sich einer Forderung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft an, die wir seit vielen Jahren gestellt und mit klaren Fakten begründet haben. Geht es doch um das Ziel, Strom in Österreich bis 2030 bilanziell zu 100 Prozent CO₂-frei aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen.

Aus heutiger Sicht bedeutet das eine Steigerung der Stromproduktion aus Windkraft um 182 Prozent, aus Photovoltaik um sage und schreibe 1.000 Prozent und einen Zuwachs bei Wasserkraft um 12 sowie bei Biomasse um 18 Prozent – in Summe 27 Terawattstunden, also 27 Milliarden Kilowattstunden. Das entspricht knapp der Hälfte des jetzigen Stromendverbrauchs im Land, der bei 65 Milliarden Kilowattstunden liegt.

Zusätzliche Produktionskapazitäten allein werden aber nicht genügen, denn der erzeugte Strom muss auch zu den Kunden kommen. Dafür braucht es bis 2030 alle zwei Wochen ein zusätzliches Umspannwerk, alle 5 Stunden eine neue Trafostation und jeden Tag 15 neue Kilometer Stromleitungen – also tausende zusätzliche Genehmigungsverfahren. Das ist mit der bisherigen Dauer der Genehmigungsverfahren nicht zu schaffen. Denn wenn auch nur wenige entscheidende Leitungen oder Umspannwerke nicht bis 2030 fertig sind,

dann wird auch der erneuerbar erzeugte Strom nicht fließen.

Worum geht es also? Es geht jetzt darum, die Verfahren effektiv zu straffen und effizienter zu gestalten. In unserer digitalisierten Welt gibt es viele Beispiele, wie man schneller UND besser werden kann, ohne auf grundlegende Rechte verzichten zu müssen, z.B. mit digitalen Datenräumen, wo alle Beteiligten virtuell in alle aktuellen Unterlagen Einsicht haben. Es ist auch an der Zeit, Prozesse geradliniger zu gestalten. Das heißt, dass nicht zu jedem Zeitpunkt eines Verfahrens alles bisher

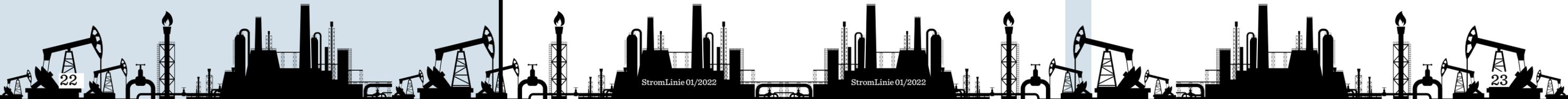
Geprüfte wieder in Frage gestellt werden soll.

Man darf auch nicht den Fehler machen, Klimaschutz und demokratische Rechte gegeneinander auszuspielen. Was es braucht ist Klarheit, sowohl für jene, die Projekte verwirklichen wollen, als

auch für jene, die berechtigterweise Mitsprache einfordern. Und: Es muss dafür Sorge getragen werden, dass für die Abwicklung der vielen tausend Verfahren auch ausreichend fachkundiges Personal bei den Behörden bereitsteht. Denn verzögertes Recht ist Gift für die Energiewende, schadet aber auch dem Naturschutz und den berechtigten Interessen aller Bürgerinnen und Bürger, Rechtssicherheit hingegen ist die Basis für die notwendigen Investitionen der Energiebranche auf dem Weg in die Energiewende.

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

„Verzögertes Recht ist Gift für die Energiewende“



Was ist grün?

Gilt Atomkraft nun als eine Zukunftstechnologie? Wird die Verstromung von Gas als nachhaltig definiert? Die Taxonomie-Verordnung sorgt in ihrer aktuellen Form für viele Fragen.

Das Schriftstück umfasst zwar nur 31 Seiten, eignet sich aber kaum als Bettlektüre. Was übrigens auch schon der Titel signalisiert. „Europäische Verordnung über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen“ heißt das Papier, das gemeinhin als EU-Taxonomie-Verordnung bezeichnet wird und als ein Kernstück in der EU-Strategie für eine Klima- und Energiewende gilt. „Das grundlegende Ziel der Taxonomie-Verordnung ist es, Finanzströme in Richtung nachhaltiger Investitionen zu lenken“, erklärt Markus Urban-Hübler, Sustainability Manager bei VERBUND.

Die Verordnung definiert daher in erster Linie den Mechanismus, mit dessen Hilfe dieses Ziel erreicht werden soll: „Unternehmen werden zunehmend zur sogenannten nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet, aus der hervorgeht, wie nachhaltig sie handeln“, sagt Urban-Hübler. Denn nachhaltige Unternehmen sollen einen besseren Zugang zu Finanzierungen und Förderungen bekommen.

Was konkret als nachhaltig gilt, definiert die Taxonomie-Verordnung allerdings nicht direkt im Verordnungstext selbst, sondern über das Instrument der sogenannten delegierten Rechtsakte. Dadurch können politisch heikle Entscheidungen – wie etwa zu Gas und Atomkraft, aber auch beispielsweise zu Glyphosat – auf delegierte Rechtsakte ausgelagert werden, anstatt direkt in einer Richtlinie oder Verordnung gere-

gelt zu werden. Unbedenklich ist dies nicht, denn der eigentliche Zweck von delegierten Rechtsakten gemäß EU-Verträgen besteht darin, technische Details, nicht aber politische Grundsatzentscheidungen zu regeln. Bei delegierten Rechtsakten sind in der Regel nur mehr wenige Experten aus der EU-Kommission und den zuständigen Ministerien der Mitgliedstaaten vertreten, somit werden langwierige Diskussionen im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren vermieden – damit aber auch der demokratische Meinungsbildungsprozess stark strapaziert. Kurz gesagt:



„Was heute noch als taxonomiegeeignete Aktivität akzeptiert ist, könnte schon in den nächsten Jahren nicht mehr darunter fallen.“

Martin Schönberg von der VUM Verfahren Umwelt Management GmbH

immer wenn etwas heikel wird, bedient sich die EU-Kommission gerne dem Instrument der delegierten Rechtsakte. Im konkreten Fall der Taxonomie-Verordnung sind dies die delegierten Rechtsakte zum Klimaschutz und zur Anpassung an den Klimawandel, immerhin stolze 349 Seiten dick, und der deutlich dünnere Entwurf des „ergänzenden delegierten Rechtsakts zu Klimaschutz und Klimawandelanpassung (Gas und Atomkraft)“. Unter vielen anderen Festlegungen klassifizieren diese Akte neben erneuerbaren Energien auch Erdgas und Atomkraft als, wie es im Fachjargon heißt: „taxonomiegeeignet“.

Kein Freibrief für AKWs

Das bedeutet aber nicht, dass damit jedes Gaskraftwerk und jedes AKW automatisch als nachhaltig gilt. Erst wenn der Einsatz dieser Technologien in einem konkreten Fall nachweislich zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes und somit zu einem Übergang in Richtung Klimaneutralität beiträgt, können Gaskraft bzw. Kernenergie als nachhaltig eingestuft werden. Bei der Kernenergie wird außerdem explizit die Notwendigkeit erwähnt, die Vorgaben der nuklearen Sicherheit einzuhalten. Doch auch ein Wind- oder Solarpark kann sich unter bestimmten Bedingungen als nicht nachhaltig im Sinne der Taxonomie-Verordnung erweisen.

„Es ist in diesem Zusammenhang wichtig, zwischen zwei Begriffen zu unterscheiden: taxonomiegeeignet und taxonomiekonform“, betont daher der Sustainability Manager Urban-Hübler. „Damit eine konkrete wirtschaftliche Tätigkeit nicht nur als prinzipiell taxonomiegeeignet, sondern auch als tatsächlich taxonomiekonform eingestuft werden kann, muss sie eine Reihe von Überprüfungen bestehen.“

Klimaschutz als Leitprinzip

Konkret wäre das zunächst einmal die Anforderung, dass die Tätigkeit die Klimaschutzziele der Europäischen Union unterstützt. Sie kann das einerseits tun, indem sie einen direkten Beitrag zum Klimaschutz leistet, wie zum Beispiel ein Wasserkraftwerk. Eine Tätigkeit kann aber auch zum Klimaschutz beitragen, indem sie andere für die Energiewende nötige Verfahren ermöglicht. Unter diese Kategorie würde der Betrieb von Stromspeichern oder Stromübertragungsnetzen fallen.

Eine Tätigkeit kann schließlich aber auch als taxonomiekonform betrachtet werden, wenn sie im Sinne einer Übergangslösung zur Reduktion der CO₂-Emissionen beiträgt. „Was heute noch als taxonomiegeeignete Aktivität akzeptiert ist, könnte aber schon in den nächsten Jahren nicht mehr darunter fallen“, ergänzt der auf Nachhaltigkeitsprojekte spezialisierte Unternehmensberater Martin Schönberg von der VUM Verfahren Umwelt Management GmbH. „Ich denke, dass wir in Zukunft noch einige Rechtsakte sehen werden, die hier nachschärfen werden.“

Der Beitrag zum Klimaschutz alleine reicht allerdings noch nicht, damit eine Tätigkeit als nachhaltig im Sinne der Taxonomie-Verordnung klassifiziert wird. Sie muss auch einer Reihe von technischen Vorgaben zum Stand der Technik entsprechen, ein Mindestmaß an sozialen Standards erfüllen und auch dem Do-not-significant-harm-Prinzip entsprechen. Sie darf also keine wesentliche Beeinträchtigung auf andere Umweltziele im Sinne der Taxonomie-Verordnung haben.

Geprüft werden konkrete Fälle

„Aus diesem Grund müssen entsprechende Nachweise erstellt und die Erfüllung der Taxonomie-Kriterien zumeist anlagenscharf dokumentiert werden. Das umfasst unter anderem auch Angaben zu Klimarisiko, Biodiversität, Umwelt- und Naturschutz“, erklärt Schönberg. In Österreich wird bei vielen Vorhaben ein wesentlicher Teil dieser Anforderungen allerdings ohnehin durch eine Natur- bzw. auch durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung abgedeckt.

Schwieriger sei die Bewertung von technischen Standards, sagt Markus Urban-Hübler von VERBUND. Da die Taxonomie-Verordnung auf dem Selbsteinschätzungsprinzip basiert und es unmöglich wäre, für jede einzelne Technologie und Anwendung Vorgaben auf europäischer Ebene zu machen, bleibt diese Aufgabe bei den Unternehmen bzw. den Branchenvertretungen. „Wir arbeiten derzeit daher an einer ganzen Reihe solcher Festlegungen. Das ist sehr zeitaufwendig, denn natürlich müssen die Werte und Standards, die wir ansetzen, einer wissenschaftlichen Überprüfung standhalten und auch dementsprechend dokumentiert sein.“

Auch Finanzzahlen wichtig

Urban-Hübler macht aber noch auf einen anderen Punkt aufmerksam, den die Taxonomie-Verordnung mit sich bringt: Ganz ohne Kennzahlen kommt man auch hier nicht aus, selbst wenn der Begriff nichtfinanzielle Berichter-

stattung das vielleicht vermuten lässt. Um beurteilen zu können, ob ein Unternehmen sich in Richtung Nachhaltigkeit bewegt, sind zumindest einige Werte nötig. Einige, die den Ist-Stand abbilden, und solche, die in die Zukunft weisen. Umsatz und die operativen Ausgaben, die sogenannte OpEx, eines Unternehmens geben dabei eher Auskunft über seinen aktuellen Zustand, die Investitionsausgaben, auch CapEx genannt, über die Richtung, in die sich ein Unternehmen entwickelt.

„Oft liegen diese Zahlen im Finanzbericht eines Unternehmens allerdings in einer ganz anderen Form vor, als man sie für die Nachhaltigkeitsbewertung brauchen würde. De facto ergibt sich daher auch hier ein Mehraufwand. Viele Werte müssen erst extra erhoben bzw. herausgerechnet werden“, sagt Urban-Hübler. Dann sei es aber möglich, interessante Schlüsse zu ziehen. Hängt ein Unternehmen zum Beispiel bei Umsatz und den laufenden Ausgaben noch sehr an einem fossil getriebenen Geschäftsmodell, gehen die CapEx aber in nachhaltige Technologien, so ist das ein recht zuverlässiges Zeichen für Transformation in Richtung Klimaschutz.



„Unternehmen werden zunehmend zur sogenannten nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet, aus der hervorgeht, wie nachhaltig sie handeln.“

Markus Urban-Hübler, Sustainability Manager beim Verbund



Geplanter Speicher
Kühtai mit Staudamm

(GWh) oder 41 Prozent auf 747 GWh. Zudem benötigt die TIWAG um rund 15 GWh Strom pro Jahr weniger für den Pumpbetrieb.

Ausbau im Hochgebirge

Die Bauarbeiten erfolgen im hochalpinen Gelände auf mehr als 2.000 Metern Seehöhe. Zur Sicherung der Baustelle musste die TIWAG Schutznetze gegen Steinschlag mit rund vier Kilometern Gesamtlänge errichten, ebenso wie 22 Lawinensprengmasten. Die Arbeiten unter Tage, insbesondere das Vortreiben der Stollen, erfolgen ganzjährig. Ober Tage sind Arbeiten im Winterhalbjahr nur begrenzt möglich: Temperaturen um minus zehn Grad sind nicht selten und unterbinden den klassischen Erdbau. Nach umfangreichen Vorarbeiten im Jahr 2020 begann die TIWAG im April 2021 mit dem eigentlichen Bau. Zum Jahresende 2021 seien Feistmantl zufolge bereits mehrere Kilometer an Stollen ausgebrochen. Seit Kurzem ist der Ausbruch der Kaverne für das Kraftwerk Kühtai 2 im Gang. Für den Staudamm hob die TIWAG 2021 einen rund 30 Meter tiefen Graben aus und legte die Felsoberfläche frei, um darauf

den Dichtkern des Damms zu errichten. Voraussichtlich noch im Frühjahr beginnt das schichtweise Aufschütten des Damms. Ebenfalls im Gang ist der Vortrieb des etwa 25 Kilometer Beileitungsstollens für die Wasserfassung. Dieser wird durchgängig ausgebrochen. „Die Logistik dahinter ist schon etwas Besonderes“, konstatiert Feistmantl.

Im Zuge des Projekts erfolgen umfangreiche Ausgleichs- bzw. Renaturierungsmaßnahmen. Unter anderem wurden Feuchtböden mit darauf lebenden Pflanzengesellschaften (Kleinsiegenried) mit rund einem Hektar Gesamtfläche aus dem zukünftigen Speicherbereich entnommen und an geeignete Stellen im Kühtai umgepflanzt. Ferner renaturiert die TIWAG im Oberinntal auf etwa drei Kilometern Länge den Inn, um ihm wieder eine eigendynamische Entwicklung zu ermöglichen. Im Unterinntal wiederum werden die Innauen um rund drei Hektar erweitert.

Fast zehn Jahre nahm das Genehmigungsverfahren für den Ausbau von Sellrain-Silz in Anspruch, eines der längsten in der bisherigen Geschichte der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. Zu hoffen sei laut Feistmantl daher, „dass die Politik entsprechend ihrer energiepolitischen Ziele Maßnahmen setzt, um den weiteren Ökostromausbau zu beschleunigen“.

Erweiterung: Der neue Stausee Kühtai steigert das Speichervolumen von Sellrain-Silz um 50 Prozent

Mehr Flexibilität

Wichtig dafür ist das Konzept der Kraftwerksgruppe: Um mit dem Wasser aus dem neuen Speicher Kühtai Strom zu erzeugen, muss dieses zuvor in den höher gelegenen Speicher Finstertal gepumpt werden. Erst von diesem aus ist die Turbinierung möglich. Für die Flexibilität der Kraftwerksgruppe entscheidend ist dabei, dass für die Nutzung des Wassers zur Stromerzeugung zwei Möglichkeiten bestehen. Die erste ist, das Wasser über die bestehenden Kraftwerke Kühtai und Silz in den Inn abzuarbeiten. Zweitens aber kann die TIWAG das in den Speicher Finstertal gepumpte Wasser über den Druckstollen und das neue Kraftwerk Kühtai 2 zum Speicher Kühtai zurückführen. Das ermöglicht, erhebliche Wassermengen je nach Bedarf zwischen den Speichern Finstertal und Kühtai beliebig oft hin- und herzupumpen bzw. zu -turbिनieren. Die jährliche Stromerzeugung der Gruppe erhöht sich durch den Ausbau um etwa 216 Gigawattstunden

Das Erweiterungsprojekt Kühtai

Leuchttürme der Energiewende. Flexibilität in der Stromerzeugung senkt Kosten. Um die Produktion noch flexibler zu gestalten, wird bis 2026 die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz ausgebaut.

Mit rund einer Milliarde Euro Investitionsvolumen ist es das derzeit größte Ausbauprojekt des landeseigenen Tiroler Energieversorgers TIWAG: der Ausbau des in den 1980er-Jahren errichteten Pumpspeicherkraftwerks Sellrain-Silz, gelegen etwa 40 Kilometer westlich von Innsbruck. Beim „Erweiterungsprojekt Kühtai“ genannten Vorhaben entsteht neben dem Jahresspeicher Finstertal mit seinen 60 Millionen Kubikmetern Nutz-

halt auf etwas geringerer Seehöhe der neue Speicher Kühtai, der rund 31 Millionen Kubikmeter Wasser fassen kann. Zwischen den beiden Becken errichtet die TIWAG einen Druckstollen sowie das Kavernenkraftwerk Kühtai 2. Dieses wird mit zwei reversiblen Pumpturbinen mit einer Nennleistung von je 95 Megawatt ausgestattet. Die Wasserversorgung des neuen Speichers erfolgt über einen Beileitungsstollen mit sechs Wasserfassungen. Aufgestaut wird das Wasser hinter einem 113 Meter hohen

Steinschüttdamm. Geplant ist, den Ausbau 2026 abzuschließen.

Laut Projektleiter Klaus Feistmantl habe das Projekt einen wesentlichen Vorteil: Die TIWAG verfügt in der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz künftig um etwa 50 Prozent mehr Speichervolumen. Das ermöglicht, die Stromerzeugung noch besser an den Strombedarf anzupassen – nicht nur im Tages- und Wochenzyklus, sondern auch über längere Perioden hinweg. Der Grund: Die generell höhere Produktion aus erneuerbaren Quellen im Sommer erlaubt es, Wasser für das Winterhalbjahr zu speichern. Der Speicher wird damit zu einer „grünen Batterie“ für die kalte Jahreszeit. Die Energie steht also genau dann zur Verfügung, wenn der Strombedarf saisonal bedingt besonders hoch ist. Somit erhöht die TIWAG mit dem Vorhaben die Sicherheit der Versorgung ganz Österreichs mit elektrischer Energie.

TIWAG

Das Erweiterungsprojekt Kühtai in Zahlen

Genehmigungsantrag: **2009**

Genehmigung (Bundesverwaltungsgericht): **2019**

Baubeginn: **2020**

Inbetriebnahme: **2026**

Speichervolumen: **Erhöhung um 50 % bzw. 31 Millionen Kubikmeter**

Mehrerzeugung an Strom: **216 GWh/Jahr (bisher 531 GWh)**

Investition: **ca. eine Milliarde Euro**

Effekt: **weitere Steigerung der Flexibilität der Stromerzeugung sowie der Versorgungssicherheit**



Alle weiterführenden Informationen auf der Projektwebsite dieses Leuchtturms der Energiewende



Matthias Dorfer



Johannes Stumtner



Marcel Wasserer



Clemens Wasner

Zur Person

Clemens Wasner (41) hat Informatik und Japanologie studiert. Nach einem mehrjährigen Aufenthalt als Unternehmensberater in Japan gründete er 2017 gemeinsam mit seinem Schulkollegen Marcel Wasserer und mit Johannes Stumtner das KI-Start-up enliteAI. Inzwischen ist mit Matthias Dorfer auch ein vierter Gründer an Bord. Seine Begeisterung für Robotik und KI führt Wasner unter anderem auf seine italienischen Cousins zurück. „In Italien waren während meiner Kindheit Elektronik-Gadgets und japanische Populärkultur wie Anime und Computerspiele viel verbreiteter als bei uns. So bin ich ziemlich früh damit in Kontakt gekommen.“

Die innovativen Vier

Stromnetze mit künstlicher Intelligenz stabilisieren – das ist eine der vielen Ideen, die Clemens Wasner, Marcel Wasserer, Johannes Stumtner und Matthias Dorfer in ihrem Wiener Start-up enliteAI entwickelt haben. Schon bald könnte das System in Echtbetrieb gehen.

Gemeinsame Schuljahre verbinden. Das können jedenfalls Clemens Wasner und Marcel Wasserer bestätigen. Jahrelang sitzen sie nebeneinander in der HTL Mössingerstraße, später sollten sich ihre Wege allerdings für eine Weile trennen. Clemens Wasner, schon in jungen Jahren von Japan und Robotern begeistert, studiert nach der Schule folgerichtig Informatik und Japanologie, um sich anschließend im Auftrag einer großen Unternehmensberatung gleich für mehrere Jahre in das Land der aufgehenden Sonne zu verabschieden. „Land der aufgehenden Sonne trifft eh gut“, sagt er. „Die habe ich oft von meinem Arbeits-

enliteAI Das Unternehmen

Name: **enliteAI**
Sitz: **Wien**
Gründung: **2017**
Aktuelle Märkte: **Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz**
Geschäftsmodell: **Reinforcement-Learning-Plattform, die in unterschiedlichen Industriezweigen für mehr Effizienz und Stabilität der Prozesse eingesetzt werden kann. Das zweite Standbein des Unternehmens ist KI-gestützte visuelle Inspektion von Straßen und Bauwerken.**

platz aus gesehen. Durcharbeiten bis spät in die Nacht war damals in Japan fast Standard.“

Zur gleichen Zeit widmet sich sein Schulfreund Marcel Wasserer in Wien ausgiebig dem Computerspiel, allerdings nicht als Gamer, sondern als Entwickler. „Ich habe das rund fünfzehn Jahre gemacht, vor allem weil es technisch herausfordernd ist. Künstliche Intelligenz hat mich aber auch damals schon viel mehr interessiert“, sagt er. „Damals“ – in den frühen 2000er-Jahren – war KI allerdings noch kein Feld, mit dem sich in Österreich Geld verdienen oder gar ein Start-up gründen ließ.

2016, als Clemens Wasner von Japan nach Wien zurückkehrt, sieht es

schon anders aus. Künstliche Intelligenz ist nicht mehr bloß ein cooles Buzzword, allmählich hält sie auch Einzug in die Unternehmensrealität weltweit. Für Wasner, der das gern nutzen würde, ist daher der Moment gekommen, um mit seinem alten Schulfreund Wasserer auch in Österreich den Schritt zur wirtschaftlichen Anwendung von künstlicher Intelligenz zu setzen. Die einstigen Banknachbarn werden Geschäftspartner.

Mit KI das Stromnetz absichern

Schon bald heben sie, gemeinsam mit Johannes Stumtner, der als dritter Gründer mit an Bord ist, enliteAI aus der Taufe: ein Unternehmen, das mit KI punkten will. Und das heute für Aufsehen sorgt, weil es unter anderem in der L2RPN-Challenge des französischen Stromnetzbetreibers RTE mit Platz drei als bester europäischer Teilnehmer abschneidet. Das kleine Wiener Start-up

mit fünfzehn Mitarbeitern lässt Giganten wie etwa das Expertenteam von Chinese National Powergrid hinter sich.

L2RPN, in Langform: „Learning to Run a Powergrid“, ist ein Bewerb, bei dem Ideen gesucht werden, wie die immer komplexeren Anforderungen an Stromnetze gelöst werden können. Denn die Bandbreite der Bedrohungen, die die Netzstabilität gefährden, hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen: von starken Frequenzschwankungen, die bereits zu einigen Beinahe-Blackouts geführt haben, über Bedrohung durch kriegerische Konflikte und Cyberterrorismus bis hin zu der Notwendigkeit, volatile Wind- und Sonnenenergie massiv in den Netzbetrieb zu integrieren.

Vorbild Alpha Go

Die Lösung für mehr Netzstabilität, die enliteAI entwickelt hat und an der inzwischen neben RTE auch deutsche

und österreichische Netzbetreiber Interesse zeigen, basiert auf Reinforcement Learning, einer Form der künstlichen Intelligenz, die Clemens Wasner zunächst einmal mit einem kryptischen Lächeln und einer einzigen Zahl beschreibt: 37. Was in diesem Kontext zwangsläufig an ein berühmtes Zitat aus dem Roman „Per Anhalter durch die Galaxis“ erinnert. Da antwortet ein Supercomputer auf die Frage nach dem Sinn des Lebens ähnlich lakonisch, nämlich mit: 42.

Wasner ist allerdings im Gegensatz zum fiktiven Supercomputer freundlich genug, seine Antwort zu erklären. Im 37. Zug des berühmten zweiten Spiels zwischen dem Alpha-Go-Computer und dem südkoreanischen Großmeister Lee Sedol, erzählt er, verblüffte der Computer sämtliche Experten, indem er einen Zug machte, der in einer vergleichbaren Spielsituation noch nie zuvor gespielt wurde und den er daher

Energie- und Elektrizitätstechnik Preise 2022

Die Österreichische Gesellschaft für Energietechnik im OVE,
Österreichs Energie Forschung & Innovation
und der Verein zur Förderung der Schalterforschung
vergeben auch 2022 wieder Preise für den
technisch-wissenschaftlichen Nachwuchs



EINREICHUNG

... von Abschlussarbeiten an HTLs, Diplomarbeiten an
Fachhochschulen und Universitäten sowie
Dissertationen und weiteren wissenschaftlichen Arbeiten

... elektronisch: www.ove.at
... **01. April bis 15. Juli 2022**



BEWERTUNG

... methodische Darstellung
... thematische Zugehörigkeit zur Preiskategorie
... fachliche Qualität
... Aktualität



PREIS

... bis zu 2.500,- Euro je Arbeit
Der Rechtsweg ist ausgeschlossen. Nähere Informationen
entnehmen Sie bitte den jeweiligen Websites.



OVE-Energietechnik-Preis

Gesamtgebiet der Energietechnik



Oesterreichs Energie-Preis

mit Themenschwerpunkten in den Bereichen
Energieeinsatz/-umwandlung,
Übertragung/Verteilung, Nachhaltigkeit und
innovative Energieanwendungen mit besonderer
Relevanz für die österreichische E-Wirtschaft



Prof. Werner Rieder-Preis

Forschungsgebiet der elektrischen Schaltgeräte

**oesterreichs
energie.**

Österreichs E-Wirtschaft
Forschung & Innovation
Brahmsplatz 3 | 1040 Wien
info@oesterreichsenergie.at
www.oesterreichsenergie.at

**Verein zur Förderung
der Schalterforschung**

Verein zur Förderung
der Schalterforschung
Gußhausstraße 25 | 1040 Wien
thomas.strof@aon.at
www.ove.at/schalterforschung

OVE
Energietechnik

Österreichischer Verband
für Elektrotechnik
Eschenbachgasse 9 | 1010 Wien
ove@ove.at
www.ove.at



auch nicht anhand von Trainingsdaten
erlernt haben konnte. Damit war auch für
ein größeres Publikum ein sehr eindrückli-
ches Beispiel geliefert, dass KI nicht nur
Gelerntes wieder anwenden, sondern auch
eigene Lösungen entwickeln kann.

**„In den frühen 2000er-Jahren
war KI noch kein Feld, mit
dem sich in Österreich Geld
verdienen oder gar ein Start-up
gründen ließ.“**

Reinforcement Learning als Lösung

„99 Prozent der Anwendungen im KI-Bereich
basieren heute darauf, dass ein Rechner
anhand von unzähligen Daten Muster erken-
nen lernt und irgendwann aufgrund seiner
Rechenkapazität das besser als der Mensch
kann“, erklärt Matthias Dorfer, der als Spezia-
list für Machine Learning als vierter Grün-
der zu enliteAI gestoßen ist. „Unsere Anwen-
dung basiert hingegen auf dem heute noch
seltener angewandten Prinzip des Reinforce-
ment Learning, bei dem ein System lernt,
indem es Strategien ausprobiert und für gute
Lösungen ein positives, für schlechte ein
negatives Feedback bekommt.“ Ob eine
Lösung gut oder schlecht ist, entscheiden
vordefinierte KPIs, die es zu erreichen gilt.
Bei Netzen kann einer der KPIs zum Beispiel
die Zeit sein, die ein Netz stabil bleibt, ohne
dass ein neuerlicher Eingriff nötig ist.

„Das Optimieren eines Netzes“, sagt
Dorfers Kollege, der frühere Spiele-Entwick-
ler Marcel Wasserer, „kann man auch als ein
Optimierungsspiel sehen. Ich bin daher
überzeugt, dass – wie bei Alpha Go – eine
Software, die auf Reinforcement Learning
basiert, darin auf Dauer besser sein wird als
der Mensch.“ Der erste Implementierungs-
schritt, ergänzt er, werde aber wahrschein-
lich dennoch darin bestehen, dass die KI
zunächst als ein Helfer bzw. Assistent eines
menschlichen Netz-Operators eingesetzt
werde. In der Folge seien dann aber Netze
denkbar, die sich zu hundert Prozent auto-
nom selbst steuern würden.

Die Zuversicht nimmt Wasserer übrigens
aus der Praxis. In einigen Bereichen sind
sehr ähnliche Lösungen von enliteAI bereits
im praktischen Einsatz, etwa in der Logistik.

StromLinie 01/2022

ege

EGE-EINKAUFGGENOSSENSCHAFT
ÖSTERREICHISCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE
REG. GEN. MBH.



Ihr Partner der Energiewirtschaft mit
Produkten aus dem Bereich der
Energieverteilung

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



Tel: 43 (0)1 405 15 97, Fax: DW 32

E-Mail: office@ege.at

Infos: www.ege.at

1090 Wien, Hebragasse 2

Die StrommacherInnen

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



Name
Tuna Yildiz
Unternehmen
**Energie AG Oberösterreich
Customer Services GmbH**
Funktion
Prozess- und Qualitätsmanagerin

Ich hatte das Glück, dass zu dieser Zeit der Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Stromlieferanten sowie die Marktkommunikation im Allgemeinen immer wichtiger wurden. Ich arbeitete mich in das Thema ein und bekam in der Folge auch die Möglichkeit, mein Wissen einzusetzen. Das ist ja etwas, was ich an der Energie AG Oberösterreich so schätze: Einsatz wird honoriert.

Heute bin ich im Prozess- und Qualitätsmanagement unseres Unternehmens tätig und beschäftige mich unter anderem mit der Implementierung und dem Betrieb von Markt- und Unternehmensprozessen und dem dazugehörigen Qualitätsmanagement. Nur um zu zeigen, worum es da geht: Es gibt zum Beispiel Kunden, die wollen, dass die Stände ihrer Smart Meter viertelstündlich abgelesen werden. Unsere Aufgabe ist es, Prozesse und Automatismen zu definieren, die es erlauben, solchen und anderen Wünschen schnell und gesetzeskonform zu entsprechen.

Ach ja, und weil wir gerade von Gesetzen reden: Im Moment beschäftige ich mich auch sehr stark mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. In der Energie AG Oberösterreich leite ich seit über einem Jahr eine Gruppe, in der wir Abläufe definieren, wie das EAG am besten realisiert werden kann. Aus dieser Ideen- und Faktensammlung sollen einzelne Energieunternehmen und die unterschiedlichen Energiegemeinschaften dann ihre eigenen spezifischen Abläufe ableiten können. Eine sehr spannende Sache!

Als ich im Sommer 2010 zur Energie AG Oberösterreich kam, bekam ich eine Aufgabe, in der ich unerwartet viel gelernt habe. Ich begann damals im Callcenter und half Kunden, die Fragen zum Strom hatten. Da ging es das eine Mal um einen Lieferantenwechsel, ein anderes Mal um Strom in einem Einfamilienhaus, das gerade bezogen wurde, und noch ein anderes Mal um eine Ummeldung – alltägliche Dinge eigentlich. Für mich war das aber ein Riesengewinn, denn ich lernte dabei ganz nah an der Praxis, wie ein Energieunternehmen funktioniert. Von der Pike auf sozusagen.

Mein ganzes Leben lang als Kundenbetreuerin zu arbeiten, wäre mir aber wahrscheinlich zu wenig gewesen. Schon in meiner vorherigen Firma, einem Industrieunternehmen, hatte ich den Wunsch mich weiterzuentwickeln und bin sehr bald zur Assistentin des Abteilungsleiters geworden. Auch bei der Energie AG Oberösterreich bekam ich allmählich Lust auf mehr.



Name
Thomas Russ
Unternehmen
Energie Steiermark AG
Funktion
Vertriebsleiter B2C

Ich erlebe gerade ein Déjà-vu. Rund um die Jahrtausendwende habe ich in der Telekommunikationsbranche gesehen, wie sich ein bisher sehr traditionelles Geschäft innerhalb von wenigen Jahren völlig veränderte. Sie erinnern sich ja vielleicht noch: Gerade noch hatten alle per Festnetztelefon kommuniziert, mit fixen Tarifen und wenig Konkurrenz, und auf einmal war alles anders. Mit Handys und Internet kamen neue Player auf den Markt, SMS verdrängten die Sprachtelefonie. Doch kaum hatten die Unternehmen ihre Tarife dementsprechend umgestellt, war die SMS selbst ein Auslaufmodell, weil sich Messenger wie WhatsApp durchsetzten.

Was die Telekommunikationsbranche damals erlebte, erlebt der Energiesektor heute. Deshalb bin ich auch so gerne hier. Die Energiebranche ist ein Platz, an dem man im Vertrieb derzeit gar nicht kreativ genug sein kann. Das gefällt mir. Dabei war es purer Zufall, dass ich ins Energiegeschäft gekommen bin: Als Jurist und Marketingspezialist hatte ich bis zu meinem Einstieg bei der Energie Steiermark mit dem Strommarkt kaum Berührungspunkte. Und dass die Energie Steiermark einen Vertriebsleiter für Privatkunden sucht, darauf hat mich auch erst ein Freund aufmerksam machen müssen.

Aber vielleicht ist es ein Vorteil, dass ich aus einer anderen Welt in diese Position gekommen bin. Ich war früher auch einer jener Menschen, die einmal im Jahr

ihre Stromrechnung bekamen und sie als mehr oder minder unveränderbar betrachteten. Hatte ich ein Guthaben, freute ich mich, musste ich nachzahlen, nahm ich das enttäuscht zur Kenntnis. Dass man seinen Verbrauch steuern und optimieren kann, war mir damals nicht wirklich bewusst. Daher weiß ich, wovon ich spreche, wenn ich sage: Wir müssen unseren Kunden diese Möglichkeit mit neuen Tarifmodellen vor Augen führen. Wir müssen auch die abstrakte Materie Strom und Stromverbrauch greifbar und erlebbar machen. Sonst wird die Energiewende nicht gelingen.

Die technischen Möglichkeiten dazu gibt es ja. Smart Meter können uns helfen, verbrauchsintensive Geräte wie zum Beispiel Geschirrspüler dann zu nutzen, wenn viel Strom da ist und er auch dementsprechend günstiger ist. Erst recht nötig wird so eine Anpassung des Verbrauchs aber sein, wenn Elektromobilität zur flächendeckenden Realität wird. Mein Team und ich entwickeln daher schon jetzt Tarifmodelle, die einfach zu verstehen sind und die dem Kunden einen Anreiz bieten, Preisschwankungen, die am Strommarkt tagtäglich entstehen, für sich zu nutzen. Solche Modelle helfen sowohl dem Klima als auch dem Familienbudget. Sie werden daher die Zukunft sein. Davon bin ich überzeugt.

„Wir müssen die abstrakte Materie Strom und Stromverbrauch greifbar und erlebbar machen. Sonst wird die Energiewende nicht gelingen.“

Thomas Russ

„Das ist ja etwas, was ich an der Energie AG Oberösterreich so schätze: Einsatz wird honoriert.“

Tuna Yildiz

FOTOS: BEGESTELLT



**„Härtere“
Infrastrukturen:**
Der Ausbau der Netze
ist ein wichtiger
Beitrag zur weiteren
Verbesserung der
Spannungsqualität

Die Spannungsqualität in Österreich ist eine der besten der Welt. Und die Energiewirtschaft tut alles, damit das auch unter den Bedingungen der Energiewende so bleibt.

Power mit bester Qualität

Unter „Spannungsqualität“ (Power Quality, PQ) ist im Wesentlichen die Qualität der elektrischen Energie zu verstehen, die der Endkunde „an der Steckdose“ bezieht. Um sie zu bestimmen, gibt es eine Reihe von Kriterien. Auch in breiteren Bevölkerungskreisen bekannt ist das Auftreten des sogenannten „Flickers“: Schaltet jemand beispielsweise in seiner Garage eine Kreissäge ein, können im danebengelegenen Wohnhaus die elekt-

Die Vorgaben zur Power Quality

Zur Einhaltung der EN 50160 sind die österreichischen Netzbetreiber aufgrund der Netzdienstleistungsverordnung der Regulierungsbehörde E-Control verpflichtet. Ferner verpflichtet die Verordnung die Netzbetreiber dazu, „jährlich Messungen an 360 verschiedenen Messstellen im gesamten Bundesgebiet für mindestens drei aufeinanderfolgende Wochen durchzuführen. Die Auswahl dieser Messstellen erfolgt jährlich basierend auf einem statistischen, dem Stand der Technik entsprechenden Auswahlverfahren, das der Regulierungsbehörde vorzulegen und mit ihr abzustimmen ist. 40 weitere Messstellen sind jedes Jahr in den gleichen drei Kalenderwochen zu messen. Die Auswahl dieser Messstellen ist zu begründen und der Regulierungsbehörde vorzulegen und mit ihr abzustimmen.“ Überdies sind in allen Umspannwerken des Bundesgebiets „die Messungen von Spannungseinbrüchen, -erhöhungen sowie -unterbrechungen ganzjährig und durchgehend durchzuführen“. In der aktuellen Statistik über die Spannungsqualität in Österreich heißt es dazu: „Seit dem Berichtsjahr 2014 werden an 400 Messorten (davon 40 Messorte immer am gleichen Ort zur jeweils selben Zeit) über 3 Wochen die PQ-Parameter (Langsame Spannungsänderungen, Oberschwingungen, Flicker) entsprechend EN 50160 erfasst. Zudem erfolgt ab 1. Jänner 2014 eine ganzjährige Erfassung der Spannungsereignisse in rund zehn Prozent der Umspannwerke sowie ab 1. Jänner 2016 in rund 50 Prozent der Umspannwerke und in 100 % der Umspannwerke ab 1. Jänner 2020.“

rischen Lampen kurz flackern. Dieses Phänomen kann auch in den Bürogebäuden eines Industriebetriebes auftreten, wenn etwa ein Lichtbogenofen an dem Standort ein- oder ausgeschaltet wird.

So harmlos, wie dies auf den ersten Blick erscheinen mag, sind die Auswirkungen von Schwankungen in der Spannungsqualität allerdings keineswegs immer. Sie können sich weithin in den Netzen ausbreiten und in der Industrie sowie im Gewerbe zu schweren Beeinträchtigungen der Funktion von Geräten führen. Zu den besonders sensiblen Branchen zählt zuletzt die Halbleiterindustrie, bei der selbst Produktionsausfälle nicht grundsätzlich auszuschließen sind. Die Folge können langwierige rechtliche Auseinandersetzungen mit erheblichen Schadenersatzforderungen gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber sein. Oft genug stellt sich dabei nach umfangreichen, aufwendigen und komplexen Untersuchungen des Falles heraus, dass das Problem dem Kunden selbst geschuldet ist: Elektrische Anlagen, die dieser betreibt, beeinflussen einander wechselseitig und können somit die vom Netzbetreiber bereitgestellte einwandfreie Stromqualität beeinträchtigen.

Als unbestritten gilt, dass die Spannungsqualität in Österreich im internationalen Vergleich zu den besten der Welt gehört. Dazu trägt die Elektrizitätswirtschaft mit einer Reihe von Maßnahmen bei, zu denen ein umfassendes Monitoring der Spannungsqualität zählt. Die Branche achtet penibel auf die Einhaltung sämtlicher europäischer und innerösterreichischer Vorgaben zur Power Quality (siehe Kasten). Eine der wichtigsten diesbezüglichen Normen ist die EN 50160, zu deren wesentlichsten Parametern die Frequenz, die Spannungshöhe, der Oberschwingungsgehalt sowie die Symmetrie der Leiterspannungen gehören. Die aktuelle Ausgabe der EN 50160 wurde vor drei Jahren veröffentlicht.

Herausforderungen durch die Energiewende

Tatsache ist, dass die Energiewende die

„Trafos machen die Netze ‚härter‘ und dämpfen die Netzurückwirkungen von Anlagen. Aber grundsätzlich gilt: Je leistungsstärker die Netze, desto besser.“

René Braunstein, Energie Steiermark,
Leiter des Arbeitskreises Spannungsqualität
bei Oesterreichs Energie

Sicherstellung einer hohen Spannungsqualität vor neue Herausforderungen stellt. Zu tun hat das mit dem vermehrten Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen ebenso wie mit der zunehmenden Anwendung von Leistungselektronik in elektrischen Geräten und Anlagen. Bei der Leistungselektronik geht es, grob gesprochen, um Folgendes: Sinkt, aus welchen Gründen auch immer, die Spannung im Stromnetz ab, erhöht die Leistungselektronik gemäß ihrer Charakteristik den Aufnahme Strom der mit ihr ausgestatteten Anlagen und Geräte, um deren einwandfreies Funktionieren sicherzustellen. Das aber erhöht wiederum die Rückwirkungen auf das Netz. Beispiele für derartige leistungselektronische Anwendungen sind Regelungen für Wärmepumpen sowie Ladecontroller von Elektroautos und beschleunigten Ladestationen, aber auch die Wechselrichter von Photovoltaikanlagen.

In der aktuellen Ausgabe der „Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ der E-Wirtschaftsverbände Österreichs, Deutschlands, der Tschechischen Republik und der Schweiz (DACHCZ III) heißt es dazu: „Die konkreten Einflüsse einzelner Technologien auf das Verhalten der Verteilernetze sind derzeit noch nicht umfassend geklärt. Anlagen von Netzbeneutzern mit einem nichtlinearen Verhalten der Geräte wie beispielsweise die Wechselrichter von Erzeugungsanlagen beeinflussen die frequenzabhängige Netzimpedanz und können unerwünschte Resonanzen im Netz verursachen. Dezentrale Regelungen im Verteilernetz mit dem Ziel der lokalen Spannungshaltung können die dynamische Stabilität des Netzes beeinflussen.“

Auch im Falle von ‚netzfreundlichen‘ bzw. ‚netzdienlichen‘ Maßnahmen sind wichtige Fragen für den Netzbetrieb wie beispielsweise die Verfahrensweise beim Ausfall dieser Technologien noch zu wenig untersucht.“

Kläranlage statt Bügeleisen

Die DACHCZ III bezieht sich auf größere sowie komplexere Anlagen, die Strom erzeugen oder verbrauchen. Ihr Thema ist also nicht das sprichwörtliche Bügeleisen des Junggesellen in der Großstadt, sehr wohl aber die 300 kWp starke Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Gewerbe- bzw. Industriebetriebs oder die kommunale Kläranlage. Die DACHCZ III dient dazu zu gewährleisten, dass die Spannungsqualität auch künftig auf einem ebenso hohen Niveau bleibt wie derzeit. Sie wurde nach umfassender Überarbeitung im Herbst des vergangenen Jahres neu veröffentlicht. Die beteiligten E-Wirtschaftsverbände berücksichtigten dabei die jüngsten technischen Entwicklungen ebenso wie jene auf dem Markt und antizipierten, was sich für die Zukunft abzeichnet. Dazu gehört das Aufkommen von „Prosumern“ und Aggregatoren ebenso wie die anzunehmende Entstehung von Energiegemeinschaften. Erweist sich dies als erforderlich, werden die Technischen Regeln neuerlich adaptiert, heißt es aus der E-Wirtschaft.

In der DACHCZ III berücksichtigt wurden unter anderem die zunehmende Verbreitung von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie von energieeffizienter, selbstgeführter Leistungselektronik mit Emission im Frequenzbereich von über zwei kHz und kapazitivem Charakter der netzseitigen Impedanz, aber auch von Ladegeräten für Elektrofahrzeuge. Ebenso behandelt werden neue netzseitige Komponenten im Zuge der weiteren Ertüchtigung der Verteilernetze. Dies betrifft etwa regelbare Ortsnetztrafos (RONT). Ferner im Blick hat die DACHCZ III die Anwendung der Datenübertragung über das Stromnetz (Power Line Communication, PLC) im CENELEC A- Band, die nicht zuletzt für die Übermittlung von Smart-Meter-Daten von Bedeutung ist.

Bezugs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen werden in der DACHCZ III anders als in den vorherigen Versionen der Technischen Regeln gleichbehandelt. Das hat folgenden Grund: Letzten Endes ist es unerheblich, welche Art von Gerät die Spannungsqualität beeinflusst. Überdies fasst die DACHCZ III Details zu den jeweiligen Anwendungen wie deren Mindestanschlussleistung konkreter, ebenso wie die Bestimmungen zur Durchführung von Nachweismessungen. Die DACHCZ III ist zwar um fast ein Drittel umfangreicher als ihre Vorgängerin DACHCZ II. Weil sie aber thematisch in einzelne Teile getrennt ist, lässt sie sich leichter handhaben.

Messung klärt den Fall

Trete ein Problem mit der Spannungsqualität auf, seien umfangreiche Messungen zur Klärung des Falls erforderlich, berichtet René Braunstein von der Energie Steiermark, der den Arbeitskreis Spannungsqualität von Oesterreichs Energie leitet. Sein Unternehmen hatte unlängst mit einer Causa zu tun, bei der in den Häusern zweier benachbarter Landwirte Flicker auftraten. Sie beschuldigten einander wechselseitig, diese zu verursachen. Mithilfe eines für einen Industriekunden entwickelten Tools gelang es Braunstein und seinen Kollegen, den tatsächlichen Verursacher des Flickers ausfindig zu machen und eine Lösung für das Problem zu finden.

Derartige Herausforderungen treten insbesondere dann auf, wenn das Stromnetz in einer bestimmten Region vergleichsweise schwach ausgebaut ist wie in manchen ländlichen Gebieten. So stellte sich beispielsweise bei einem Landwirt in einer solchen Region heraus, dass dessen Lampen flackerten, weil die Wärmeanlage für die Wasserversorgung seines Stalls schlecht konzipiert war. Die Folge: Die Anlage schal-

tete sich mehrmals pro Minute ein und aus, brachte die Lampen aus dem Konzept und den löblichen Agronomen schier zur Verzweiflung – durch eine schlechte Spannungsqualität, die er letzten Endes selbst verursacht hatte. Dem örtlichen Netzbetreiber gelang es, auch für diesen Fall eine Lösung zu finden.

Im Bereich der Industrie seien Beeinträchtigungen der Spannungsqualität zumindest in Österreich sehr selten, betont Braunstein. Moderne Stahlwerke etwa verfügen über Kompensationsanlagen, die das Auftreten von Flicker und ihrer Folgewirkungen im Netz etwa um den Faktor 2 verringern. Überdies ist es möglich, sensible Teile von Industrieanlagen mit Geräten zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) abzusichern. Dies ist erheblich kostengünstiger und annähernd ebenso effektiv wie der Schutz kompletter Industrieanlagen mittels USV.

Im Zuge der Energiewende werden vermehrt dezentrale Einspeiser in die Verteilernetze integriert. Um dies zu ermöglichen, installieren die Netzbetreiber ferner mehr und größere Trafos. „Das macht die Netze ‚härter‘ und dämpft die Netzurückwirkungen von Anlagen“, erläutert Braunstein. Generell könne der weitere Ausbau der Stromnetze laut Braunstein in keineswegs zu unterschätzendem Maße zur Verbesserung der Spannungsqualität beitragen: „Je leistungsstärker diese sind, desto besser.“

Nichts mit der Spannungsqualität zu tun hatte übrigens, dass vor einigen Jahren in manchen Balkanländern Bahnhofsuhren einige Minuten nachgingen. Vielmehr wurde in einem Land der Region aus politischen Gründen zu wenig Energie eingespeist. In der Folge sank die Frequenz des gesamten Verbundnetzes und löste das Nachgehen der Uhren selbst in weiter entfernten Regionen aus.



Webtipp

Oesterreichs Energie stellt die „Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ unter diesem Link kostenlos zur Verfügung.

Was sind eigentlich die TOR?

Ausgehend von den Rechtsvorschriften der EU beschreiben die Technische(n) und organisatorische(n) Regeln (TOR) Anforderungen an Anlagen, die an öffentliche Stromnetze angeschlossen werden. Diese gewinnen bei der Bewältigung der Energiewende und der Elektrifizierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft zunehmend an Bedeutung.

Grob gesprochen legen die Technische(n) und organisatorische(n) Regeln (TOR) fest, welche Anforderungen eine Anlage zur Erzeugung oder Nutzung elektrischer Energie erfüllen muss, um in Österreich mit einem öffentlichen Stromnetz verbunden werden zu dürfen. Netze selbst müssen ebenfalls die entsprechenden Teile der TOR erfüllen. Die Grundlage der TOR sind die Vorschriften der EU für das europäische Verbundnetz, die sogenannten Network Codes und Guidelines (siehe Infokästchen). Erstellt werden die TOR von Oesterreichs Energie gemeinsam mit der Regulierungsbehörde E-Control. Laut dem E-Control-Gesetz hat diese „mit den Betreibern von Stromnetzen technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen“.

Üblicherweise verlangen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in ihren Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB), aber auch in den Netzanschlussverträgen die Einhaltung der TOR als Voraussetzung für die Nutzung ihrer Infrastrukturen. Zur Erarbeitung und kontinuierlichen Weiterentwicklung der TOR besteht bei Oesterreichs Energie der „Arbeitskreis (AK) TOR“. Dieser koordiniert die „Expertenpools“, in denen die eigentliche Erarbeitung der TOR zu den verschiedenen wesentlichen Themen



„Die Network Codes und Guidelines der EU sind sehr komplex und selbst für Fachleute schwer verständlich. Die TOR fassen sämtliche Bestimmungen kompakt und verständlich in themenbezogenen Dokumenten zusammen.“

Alexander Stimmer,
Austrian Power Grid (APG)

erfolgt, etwa zum Anschluss von Erzeugern, Verbrauchern und Verteilernetzen, aber auch zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen.

Für die Anwender bzw. Netznutzer hätten die TOR einen wesentlichen Vorteil, berichtet Alexander Stimmer, der Leiter des Teams „Betriebliche Standards“ beim Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) und Vorsitzender der Expertenpools RfG und DCC

bei Oesterreichs Energie: „Die Network Codes und Guidelines der EU sind sehr komplex und selbst für Fachleute schwer verständlich. Dazu kommen nationale Rechtsvorschriften sowie weitere Vorgaben, die allesamt einzuhalten sind. Für Netznutzer wäre es mit kaum zumutbarem Aufwand verbunden sich zurechtzufinden.“ Deshalb fassen die TOR sämtliche Bestimmungen möglichst kompakt und verständlich in themenbezogenen Dokumenten zusammen, die allen Interessierten kostenlos zur Verfügung stehen.

Aufwendige Erstellung

Eines der größten diesbezüglichen Projekte der jüngsten Zeit war die Erarbeitung der „TOR Erzeuger“. Notwendig war dies, weil sich im Zuge der Energiewende die Struktur der Erzeugung elektrischer Energie grundlegend wandelt. Die traditionellen Großkraftwerke werden durch eine Vielzahl von Kleinanlagen auf Basis erneuerbarer Energien ergänzt bzw., soweit sie auf fossilen Energieträgern beruhen, aus klimapolitischen Gründen wenigstens teilweise ersetzt. Die Arbeiten an den TOR Erzeugern begannen bereits 2015, im Jahr 2019 wurden sie von der E-Control veröffentlicht. Dazwischen seien rund 200 Besprechungen sowie fünf Konsultationen gelegen, verbunden mit einem umfassenden E-Mail-Schriftverkehr, schildert Martin Lenz, Mitarbeiter im Team „Betriebliche Standards“ bei APG. Wie Lenz erläutert, hätten die TOR Erzeuger vier Teile, die sich auf Anlagen unterschiedlicher Größen beziehen würden, von den sprichwörtlichen Photovoltaikanlagen auf den Dächern von Privathäusern bis zu Großkraftwerken, wie z. B. Pumpspeicher- oder Laufwasserkraftwerke.

Zu berücksichtigen war bei der Erarbeitung der TOR Erzeuger eine Vielzahl weiterer technischer Entwicklungen. So sind moderne Ökostromanlagen – anders als die „traditionellen“ Großkraftwerke mit ihren drehenden Maschinen – aus Kostengründen meist mit Leistungselektronik (Umrichter) ausgestattet. Umrichter ermöglichen

per Software, den individuellen Betrieb zu optimieren, bringen aber auch einige Nachteile für das Netz mit sich. Wichtige Eigenschaften für die Netzstabilität, die Großkraftwerke mit den „rotierenden Massen“ ihrer Turbinen und Generatoren quasi gratis erbringen, können umrichterbasierte Erzeugungsanlagen nicht inhärent zur Verfügung stellen. Also ist es notwendig, diese Eigenschaft mit der Software der neuen Anlagen wenigstens ansatzweise nachzubilden. Nicht zuletzt wie dies zu geschehen hat, regeln die TOR Erzeuger.

Ausdrücklich betont Lenz, die TOR Erzeuger seien kein Hindernis für den Anschluss von Ökostromanlagen, „sondern sichern im Gegenteil die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung langfristig ab. Das erfolgt, indem festgelegt wird, welchen Beitrag welche Anlage zum Funktionieren des Gesamtsystems leisten muss.“ Anders wäre es den Netzbetreibern laut Stimmer nicht möglich, ihre Netze sicher zu betreiben. Es sei notwendig, das automatisierte Verhalten auch der Kleinanlagen in ihrer Vielzahl beobachten und bei relevanten Anlagen eingreifen zu können, wenn das Netz an die Grenzen seiner Belastbarkeit stoße. Und Stimmer warnt: „Wenn die Netzbetreiber diese Möglichkeit nicht hätten, könnte der gesicherte Netzbetrieb künftig nicht mehr gewährleistet werden.“

TOR für die Verteilernetze

Die Energiewende und die Elektrifizierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft seien auch der Grund für die im Gang befindliche Erstellung der neuen TOR „Netze und Lasten – Verteilernetze“, berichtet der Leiter des diesbezüglichen Expertenpools Lukas Schober, der bei der Vorarlberger Energienetze GmbH im Bereich Netzentwicklung und -planung tätig ist. In diesen werden die zukünftigen Anforderungen an Netze und Lasten beim Anschluss an Verteilernetze mit ≤ 110 kV Spannung definiert. Notwendig ist das auch wegen der zunehmenden Elektrifizierung der

Wärmeversorgung und des Verkehrs. Hohe Durchdringungsraten von Elektromobilität können bei unbeeinflusstem Laden die Netze überfordern. Zur Erschließung vorhandener Optionen für ein netzdienliches Verhalten müssen neue Anforderungen und Funktionen für solche Anwendungen eindeutig festgelegt werden, nachgelagert zu und unbenommen von den Möglichkeiten des Lastmanagements der Ladestellenbetreiber. Insgesamt bedarf es einer verstärkten Nutzung der Flexibilitäten, wie eben z. B. Lastmanagement, Smart-Home-Lösungen u. a. Um diese Potenziale nutzen zu können braucht es auch Geräte, die die Kriterien der Ansteuerbarkeit erfüllen. So können sowohl Mobilitätswandel als auch Versorgungssi-

cherheit gewährleistet werden. Die Arbeiten am Entwurf der TOR „Netze und Lasten – Verteilernetze“ seien laut Schober bereits weit gediehen. Ein innerhalb der Verteilernetzbetreiber abgestimmter Entwurf wurde der E-Control übermittelt. Geplant ist, diesen mit der Regulierungsbehörde sowie externen Partnern 2022 zu finalisieren. Wie üblich wird dazu eine öffentliche Konsultation stattfinden. Klar ist freilich: Ohne Ertüchtigung und Erweiterung der Stromnetze lässt sich die Energiewende nicht bewältigen. Die TOR machen es jedoch möglich, den kapital- und ressourcenintensiven sowie mit oft überlangen Genehmigungsverfahren belasteten Netzausbau auf ein unabdingbares Minimum zu begrenzen.

Die TOR

Bestimmungen wie die TOR existieren seit Beginn öffentlicher Stromversorgung.

Heute basieren die TOR auf den Network Codes und Guidelines der Europäischen Union. Sie dienen dazu, das Funktionieren des gesamteuropäischen Stromnetzverbunds sicherzustellen. Jedem EU-Network Code und jeder EU-Guideline sind ergänzend themenspezifische TOR zugeordnet. Diese selbst sind nicht unmittelbar rechtsverbindlich, sondern einzuhaltende Regelwerke, um einen möglichst reibungslosen Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze zu gewährleisten. Eine Aufstellung sämtlicher TOR findet sich unter www.e-control.at/bereich-recht/tor.



Die neue Kundenschnittstelle

Innovation des Monats. Voraussichtlich noch im ersten Halbjahr ist der von Oesterreichs Energie entwickelte Adapter für die Smart-Meter-Kundenschnittstelle verfügbar. Er macht die Daten der digitalen Stromzähler österreichweit nutzbar.

Vor rund einem Jahr beauftragte Oesterreichs Energie die Ginzinger Electronic Systems GmbH mit der Entwicklung eines Adapters für die Kundenschnittstelle der digitalen Stromzähler (Smart Meter). Laut Gerald Hörack von der Salzburg Netz GmbH und Gerald Obernosterer von der Kärnten Netz GmbH, die maßgeblich an dem Projekt beteiligt sind, sei geplant, die Entwicklung des serienreifen Geräts im ersten Halbjahr abzuschließen. Dieses ermöglicht den Endkunden, ihren Energiebezug in Echtzeit vor Ort über mobile Endgeräte zu visualisieren bzw. in weiterer Folge in Smart-Home-Anwendungen einzubinden. Bisher war das nicht möglich, weil die Smart-Meter-Hersteller unterschiedliche Protokolle und physikalische Schnittstellen für die Datenübermittlung verwenden. Somit bestand das Risiko, dass eine Dienstleistung, die für einen Smart-

ADOBE STOCK

Meter-Typen programmiert wurde, bei einem anderen Typen nicht funktioniert. Der Adapter löst dieses Problem, indem er die unterschiedlichen Schnittstellen auf Seiten der intelligenten Messgeräte zu einer einheitlichen, standardisierten Schnittstelle in Richtung Kundenanlage umwandelt. Der Kunde hat den ausschließlichen Zugang zu den Daten und kann diese für seine eigenen Zwecke erfassen bzw. Dienstleistern zur Verfügung stellen. Kunden, die den Adapter wünschen, erhalten ein Päckchen, das diesen sowie das passende Kabel für die Verbindung mit ihrem jeweiligen Smart Meter enthält. Unterstützt werden alle gängigen Smart Meter der österreichischen Netzbetreiber. Der Adapter ist so breit wie eine Teilungseinheit auf einer Standardhutschiene, also 18 Millimeter. Ein Platzproblem besteht bei seiner Montage daher üblicherweise nicht. Nach der Montage wird der Adapter mit der Kundenschnittstelle des Smart Meters verbunden und konfiguriert. Ist die Konfiguration abgeschlossen, übermittelt der Adapter die Daten von der Kundenschnittstelle binnen Sekunden 1:1 in ein vom Kunden auswählbares WLAN.

Aufgrund der international schwierigen Situation bei der Versorgung mit elektronischen Bauteilen werden die ersten Geräte ab Mitte 2023 verfügbar sein. Sobald der serienreife Adapter verfügbar ist, kann jedes interessierte Unternehmen ein solches Gerät bauen. Es benötigt dazu lediglich eine Lizenz von Oesterreichs Energie, die gegen eine geringe Gebühr erhältlich sein wird. Die Netzbetreiber selbst planen, einige tausend Adapter zu beschaffen, damit erste interessierte Endkunden diese erwerben können. Sie möchten es damit für Energieversorger und -dienstleister attraktiv machen, Services auf der Grundlage der Smart-Meter-Daten zu entwickeln und anzubieten.



Einer für alles:
Der Smart-Meter-Adapter ermöglicht, österreichweit die Daten der digitalen Stromzähler zu nutzen.

Wie solche Services aussehen könnten, wird zurzeit am Department für Mobility & Energy der Fachhochschule OÖ, Campus Hagenberg, unweit von Linz untersucht. Die Nutzung von zeitnahen Smart-Meter-Daten ist für viele Anwendungen und Services zwingend erforderlich. Erst der einfache und herstellerunabhängige Zugriff schafft das Potenzial für neue Businessmodelle, die als Booster für die Transformation unserer Energiesysteme dienen können. Wie Christoph Schaffer, der Leiter des Departments, ausführt, sei die Informatik mittlerweile ein wesentlicher Treiber der Energiebranche. Entsprechend gut seien die Berufsaussichten von Personen mit einschlägiger Ausbildung.

Das Datenblatt für den Smart-Meter-Adapter ist verfügbar unter <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter/technische-leitfaeden>

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](https://www.oesterreichsenergie.at)

**e oesterreichs
energie.**



Kritische Infrastruktur: Prozess der Fortentwicklung von Standards, Richtlinien und Testregimen in der IT, um den Technologiefolgeabschätzungsprozess in Gang zu bringen

Welche Gefahren der Strom- und Gasversorgung durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien drohen, untersuchte eine Arbeitsgruppe unter Koordination der Regulierungsbehörden für den Energie- und den Telekomsektor.

Bereits seit 2013 läuft ein Private-Public-Dialog (PPD) mit dem Ziel, eine zwischen der Elektrizitäts- und der Gaswirtschaft abgestimmte Sicht auf die Risiken bei der Nutzung moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zu gewinnen. Daraus sollen abgestimmte Maßnahmen zur Minimierung allfälliger Risiken erwachsen. Der Dialog gilt mittlerweile als wichtiger Beitrag bei der Umsetzung des Netz- und Informationssystemssicherheitsgesetzes (NISG), das auf der „Richtlinie des Europäi-

ADOBE STOCK



Cyberattacken gegen kritische Infrastrukturen werden zunehmend mit höherer Expertise bzw. „Qualität“ ausgeführt.

schen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung einer hohen gemeinsamen Netz- und Informationssicherheit in der Union“ vom 6. Juli 2016 (NIS-Richtlinie) beruht. Geführt wird der Dialog in einer Arbeitsgruppe mit Vertretern des Bundeskanzleramts, des Innen-, des Verteidigungs- und des Energieministeriums (BMK), der E-Control, des Austrian Energy CERT (AEC), der Elektrizitäts- und der Gaswirtschaft sowie der wesentlichen Netz-, Kraftwerks- und Energiespeicherbetreiber. Ferner nehmen neuerdings auch Betreiber wichtiger Dienste aus der Telekommunikationswirtschaft an dem PPD teil. Dessen Koordinierung obliegt der Rundfunk- und Telekommunikations-Regulierungsbehörde (RTR) und der E-Control. Seinen aktuellen Stand fasst die E-Control in dem Bericht „IKT-Risikoanalyse der Energiewirtschaft Version 4.1-2021“ zusammen.

Wie es darin heißt, bestehe das Hauptziel der Arbeitsgruppe darin, „sich verändernde Gefahren, die durch die Nutzung und Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologie in der Energiewirtschaft determiniert sind, zu erkennen und entsprechende Risiken zu bewerten. In der Auswirkung solcher ‚Gefahren‘ stehen ein nennenswerter und flächendeckender Stromausfall bzw. entsprechend

„Die Studie soll sich verändernde Gefahren, die durch die Nutzung und Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologie in der Energiewirtschaft determiniert sind, erkennen und deren Risiken bewerten.“

signifikante Liefereinschränkungen im Gas im Fokus.“ Bedingt sehe die Arbeitsgruppe Gefahren grundsätzlich durch „technische Implementierungen, menschliche Fehlleistungen,

Natur- und Elementarereignisse sowie durch kriminelle und/oder terroristische Aktivitäten (intentionale Gefahren)“. Was die Nutzung der IKT betrifft, betrachtet und bewertet die Arbeitsgruppe daher insbesondere die „Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit“ der bearbeiteten Daten. Nicht im Mittelpunkt ihres Interesses würden demgegenüber „finanzielle bzw.

betriebswirtschaftliche Gefahren für Betreiber der IKT-Systeme bei Strom- und Gasnetzen, Erzeugungsanlagen, Gasspeichern sowie auch von Handelsplattformen“ stehen. Sie würden ausschließlich dann berücksichtigt, „wenn in der mittelbaren Schadwirkung die Gefahr eines nennenswerten und flächendeckenden Stromausfalls bzw. nennenswerte Liefereinschränkungen in der Gasversorgung bestehen“. Die Ziele der Evaluierung der IKT-Risikoanalyse für die Energiebranche werden in dem Bericht folgendermaßen beschrieben: „Eine Überprüfung der Risikobewertung wird als zwingend erachtet, da Maßnahmen zur Risikominimierung im Rahmen des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses bei den Organisationen implementiert werden bzw. bereits wurden.“

Andere Branchen haben inzwischen einen ähnlichen Gefahrenidentifikations- und Bewertungsprozess durchlaufen. Insbesondere die auf der Hand liegenden Interdependenzen zwischen der Telekommunikationsbranche und der Energieversorgungsindustrie erzwingen einen intensiveren Informationsaustausch. Dieser wurde im Rahmen dieses Evaluierungsschrittes erstmals begonnen und wird fortzusetzen sein.“ Für notwendig hält die Arbeitsgruppe ferner „eine wiederkehrende Evaluierung der Ergebnisse“ ihrer Diskussionen. Als Prognosehorizont des Berichts nennt sie das Jahr 2025.

Neun Risikokategorien.

Behandelt werden in dem Bericht sämtliche in dem Dialog betrachteten Risiken der Elektrizitäts- und der Gaswirtschaft, erstmals aber auch Kaskadeneffekte, die sich aus der Zusammenarbeit der beiden Branchen mit dem Telekommunikationssektor ergeben bzw. ergeben könnten. Dies geschieht in den neun Risikokategorien Design- und Architektur der IKT, Eskalation und Kommunikation, Hard- und Software, Faktor Mensch, Naturgefahren, Normung und Recht, organisatorische Sicherheit, Planungs- und Beschaffungsprozesse sowie Zugriffskontrolle und Kryptographie. Um die

Risiken so weit wie möglich zu reduzieren, wurde in dem Dialog eine Reihe von Empfehlungen erarbeitet. Diese beziehen sich einerseits auf die Unternehmensprozesse, andererseits auf die Weiterentwicklung des „Stands der Technik“. Hinsichtlich der Unternehmensprozesse gehe es um die „Sicherstellung eines resilienten inter- und intraorganisatorischen Business Continuity- und Krisenmanagements“, nicht zuletzt „durch regelmäßige Teilnahme an Übungen unter Einbindung des AEC“, aber auch um die „Implementierung eines holistisch ausgeprägten Sicherheits-Managementsystems“. Was die Weiterentwicklung des Stands der Technik betreffe, handle es sich um die „Einbindung des Sachverständigen österreichischer Unternehmen, Interessensvertretungen und Behörden in den EU-weiten Prozess der Fortentwicklung von Standards, Richtlinien und Testregimen, um den kommenden raschen Weiterentwicklungen in der IKT einen entsprechend ausgeprägten Technologiefolgeabschätzungsprozess entgegenstellen zu können. Damit verbunden sind Empfehlungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei der Integration erneuerbarer Energieinfrastrukturen.“

Aggregationsrisiken.

Erarbeitet wurden die Empfehlungen in sechs Workshops mit ihrerseits jeweils rund sechs Stunden Dauer. In diesen wurden 71 einzelne Risiken identifiziert, die sowohl für die Elektrizitäts- als auch für die Gaswirtschaft relevant sind. In einem iterativen Prozess erfolgte deren Zusammenfassung zu 17 „Aggregationsrisiken“. Maßgeblich waren dabei die Gesichtspunkte „ähnliche oder vergleichbare Ursachen inklusive vergleichbarer Tatmuster oder Angriffsvektoren“ sowie „ähnliche oder vergleichbare Maßnahmen zur Vermeidung und Risikominimierung“. Ferner erfolgte die Bewertung der Einzelrisiken im „Best Case“, im „Most Likely“-Fall und im „Worst Case“. Für den besonders kritischen „Worst Case“ ergaben sich sieben hohe, acht mittlere und zwei geringe Risiken. Was die hohen

„Für den besonders kritischen ‚Worst Case‘ ergaben sich sieben hohe, acht mittlere und zwei geringe Risiken.“

Risiken betreffe, gehe es insbesondere um die Tatsache, „dass Cyberattacken gegen kritische Infrastrukturen zunehmend mit höherer Expertise bzw. ‚Qualität‘ ausgeführt werden. Hier werden hohe Schadenspotenziale durch bis dato unerkannte Schwachstellen bei Core-Komponenten unterstellt.“ Bei den Risiken im mittleren Bereich handle es sich im Wesentlichen um solche durch den Faktor Mensch, der „die Wiederherstellungszeiten eines ‚Regelbetriebs‘ bei Schadereignissen stark beeinflussen“ könne. Ebenfalls als „mittlere Risiken“ eingestuft würden „technische Ausfälle von kritischen Komponenten in der Sensor-Steuerungs- und Aktorenkette sowie die Abhängigkeiten von qualitativ hochwertiger Beschaffung von Komponenten, die für den Betrieb signifikante funktionale Sicherheitsmerkmale aufweisen“. Als vergleichsweise „gering“ gelten demgegenüber Risiken durch den Einsatz kryptographischer Verfahren und Prozesse.

In dem Workshop mit der Telekommunikationsbranche hätten sich laut dem Bericht insbesondere folgende Erkenntnisse ergeben:

„Technische Gebrechen wie eine Leitungsunterbrechung bei vermeintlichen Redundanzen, die jedoch physisch eng beieinanderliegen, können zu Kaskaden führen. Ein Stromausfall kann einerseits infolge der beschriebenen Szenarien auftreten, stellt aber auch allein eine entsprechende Herausforderung dar. Die Stromausfallszeiten sollten in einer eigenen Diskussionsrunde harmonisiert werden.“ Ein wesentlicher Aspekt bei möglichen Fehlerfortpflanzungen sei der „Ausfall von Services und Dienstleistungen, sei er durch kriminelles Verhalten initiiert oder technisch-organisatorischer Natur“. Dieser

kann sich verstärkende Schadenswirkungen nach sich ziehen. Aller Voraussicht nach am schwierigsten zu beherrschen sein dürfte „der Umgang mit neuen Technologien“. Dies betrifft etwa das 5G-Netz. Auch könnte die mangelnde Sicherung von Internet-of-Things-Geräten hinsichtlich der Cybersicherheit grundsätzlich Stromausfälle zur Folge haben. Hinzu kommt der weitere Ausbau der Ökostromanlagen, der den Mess- und Regelaufwand für die Betreiber von Stromnetzen erhöht. Hieraus würden sich „neue, bis dato wenig bewertbare Kaskadenpotenziale“ ergeben, heißt es warnend in dem Bericht. Und: „Kaskaden, die durch die vermehrte Nutzung von Clouddiensten entstehen, ziehen die klare Empfehlung nach sich, für die Versorgungssicherheit eigene Infrastrukturen vorzuhalten.“

27 Empfehlungen.

Aus ihren Diskussionen im Zuge der Workshops leitete die Arbeitsgruppe insgesamt 27 Empfehlungen ab. Je fünf davon betreffen die Risikokategorien Normung&Recht sowie Zugangskontrolle&Krypto, je vier die Kategorien Design&Architektur, Eskalation&Kommunikation sowie Organisatorische Sicherheit. Drei Empfehlungen beziehen sich auf die Kategorie Hard-&Software, je eine Empfehlung wurde für die Kategorien Faktor Mensch sowie Planung&Beschaffung formuliert. Hinsichtlich der Kategorie Naturgefahren gab die Arbeitsgruppe keine Empfehlung ab. Die Empfehlungen mit der Priorität 1 sollen spätestens bis Ende des heurigen Jahres umgesetzt werden, jene mit der Priorität 2 bis Ende 2025, jene mit der Priorität 3 ab etwa 2026.

„Aus ihren Diskussionen leitete die Arbeitsgruppe insgesamt 27 Empfehlungen ab.“



TOR: Die Regeln, die eingehalten werden müssen, um eine Stromerzeugungsanlage an das öffentliche Netz anzuschließen, sind jetzt in einem Erläuterungsdokument zusammengefasst.

Mit wesentlichen Fragen zum Network Code „Requirements for Generators“ (RfG) sowie zu den Technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Erzeugungsanlagen befasst sich ein neues Erläuterungsdokument.

Der Network Code „Requirements for Generators“ (NC RfG), festgelegt in der Verordnung (EU) 2016/631, beschreibt jene Anforderungen, die neue oder wesentlich geänderte bestehende Stromerzeugungsanlagen für den Anschluss an ein öffentliches Stromnetz erfüllen müssen. In Österreich wurden diese mit mehreren Dokumenten konkretisiert.

Darunter ist die „RfG-Schwellenwert-Verordnung“ der E-Control, die Schwellenwerte für die Zuordnung von Erzeugungsanlagen zu den Typen B, C und D festlegt. Ihr zufolge umfasst Typ A Anlagen $\geq 0,8 \text{ kW} < 0,25 \text{ MW}$, Typ B solche $\geq 0,25 \text{ MW} < 35 \text{ MW}$, Typ C jene $\geq 35 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$ und Typ D schließlich Anlagen $\geq 50 \text{ MW}$ oder einem Netzanschlusspunkt $\geq 110 \text{ kV}$. Die „RfG-Anforderungs-VO“ wiederum legt die allge-

meinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen fest. Mit der „SOGL-Datenaustausch-VO“ erfolgte die „Umsetzung“ der „Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ (System Operation Guideline, SOGL). Darüber hinaus bestehen die Technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Erzeugungsanlagen („TOR Erzeuger“) der Typen A bis D. In Bearbeitung sind ferner die Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D, kurz „RKS-AT“.

Um wichtige, sich aus dem NC RfG und den TOR Erzeugern ergebende Fragen aus Sicht des Netzbetriebs zu klären, erstellten die österreichischen Netzbetreiber unter der Ägide von Oesterreichs Energie das „Erläuterungsdokument NC RfG / TOR Erzeuger“. Behandelt werden in dem Dokument insbesondere zwei Themenkomplexe. Der erste betrifft die „Vorgehensweise im Sinne der Typeneinteilung gemäß

RfG-Schwellenwert VO und konkrete Anwendbarkeit der Anforderungen aus den TOR Erzeuger bzw. der SOGL-Datenaustausch-VO für repräsentative Anschlusskategorien“. Der zweite Themenkomplex behandelt den „Konformitätsnachweis Typ B“.

Genauer beobachten

Hinsichtlich des ersten Themenkomplexes betont das Erläuterungsdokument: „Bei Mischanlagen, d. h. einer Kombination von Verbrauchs- und Stromerzeugungsanlagen hinter dem Netzanschlusspunkt, kann es je nach konkreter Kombination nur zum Leistungsbezug und zu keiner oder nur geringer Einspeisung ins Netz am Netzanschlusspunkt kommen. Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber darf eine allfällige Nulleinspeisung oder (virtuelle) Überschusseinspeisung am Netzanschlusspunkt die Typeneinteilung und die entsprechenden TOR- bzw. Datenaustauschanforderungen nicht einschränken, solange ein Parallelbetrieb mit dem Netz vorherrscht.“ Daher sollte in solchen Fällen „für die vereinbarte Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt die installierte Leistung der (gesamten) Stromerzeugungsanlage für die Typeneinteilung gemäß RfG-Schwellenwert-VO herangezogen werden“. Andernfalls könnten „die meisten der bis 2025 neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen keinem konkreten Typ gemäß NC RfG zugeordnet werden“. Es wäre also nicht möglich, für die betreffenden Anlagen Anforderungen im Sinne der RfG-Anforderungs-VO bzw. der SOGL-Datenaustausch-VO festzulegen. Das aber brächte erhebliche Risiken für den Netzbetrieb mit sich, insbesondere „in Hinblick auf die Engpass-/Lastflussbeurteilung und die Leistungsbilanz aufgrund mangelhafter Planbarkeit (Prognose), Beobachtbarkeit (betrieblicher Informationsaustausch) und Möglichkeit der Einflussnahme“ sowie ein „verstärktes Risiko eines hohen Erzeugungsverlustes“. Denn gerade PV-Anlagen trennen sich bei kurzzeitigen Span-

Um wichtige Fragen aus Sicht des Netzbetriebs zu klären, erstellten die österreichischen Netzbetreiber unter der Ägide von Oesterreichs Energie das Erläuterungsdokument zu TOR.

nungseinbrüchen oft vom Netz, weil ihnen die Fähigkeit fehlt, diese zu „durchreiten“ („Fault Ride Trough“- bzw. FRT-Fähigkeit).

Laut dem Erläuterungsdokument sei „schon jetzt in vielen Fällen für den Netzbetrieb eine bessere (Online-)Beobachtbarkeit insbesondere im Hinblick auf stark fluktuierende Einspeiseänderungen, die nicht ausreichend vorhersehbar sind, erforderlich“. Die SOGL etwa klassifiziert bestehende und neu hinzukommende Stromerzeugungsanlagen ab 0,25 MW als „signifikante Netznutzer“ (SNN-EZA), die den Netzbetreibern einmal pro Minute Echtzeitdaten senden müssen. Diese „dienen vor allem der Funktionsfähigkeit der Prozesse bei der Netzzustandserkennung und den Prognoseanpassungen im Intradaybereich, wo die genauesten verfügbaren Daten über den aktuellen Ist-Einspeisungszustand besonders wichtig sind“. Für PV-Prognosen mit wenigen Stunden Planungshorizont würden „zumindest die Echtzeitdaten der PV-Anlagen $\geq 0,25 \text{ MW}$ benötigt“. Was die anderen Technologien betrifft, reicht die Übermittlung der Echtzeitdaten der Anlagen $\geq 1 \text{ MW}$ aus. Bei Mischanlagen wiederum würde es genügen, wenn sich die Pflicht zur Übermittlung von Echtzeitdaten primär auf die neu installierte Anlagenleistung bezieht.

Ausnahme für Kleinanlagen

Der zweite Themenkomplex betrifft die Freistellung kleiner Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen, die an Hochspannungsnetze (Spannung $\geq 110 \text{ kV}$) angeschlossen werden. Laut dem NC RfG seien diese als Typ-D-Anlagen zu betrachten, egal welche Leistung sie aufweisen würden. Üblicherweise handelt es sich dabei um PV-Anlagen auf Dächern von Industriehallen. Das damit verbundene Problem sei laut dem Erläuterungsdokument: „Die mit der Ausstattung der Stromerzeugungsanlagen mit dem nötigen Equipment zur Erfüllung der Anforderungen einer Typ-D-Anlage verbundenen Kosten würden die Wirtschaftlichkeit der Projekte erheblich verschlechtern und deren Realisierung in Frage stellen.“ Das aber wäre dem in Österreich und EU-weit angestrebten massiven Ökostromausbau abträglich. Auch seien laut des NC RfG die „Verhältnismäßigkeit und Optimierung von Gesamteffizienz und Gesamtkosten in der Anwendung der Regelungen zu berücksichtigen“. Dem Erläuterungsdokument zufolge wäre es deshalb sinnvoll, die beschriebenen Stromerzeugungsanlagen vom Spannungskriterium auszunehmen, wenn sie weniger als 5 MW Leistung aufweisen. Laut dem Dokument seien in anderen Mitgliedsländern der EU bereits „Freistellungsanträge für kleine Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt $\geq 110 \text{ kV}$ bei den Regulierungsbehörden eingereicht“ worden oder sei die Einreichung solcher Anträge geplant. Ferner arbeitet der Übertragungsnetzbetreiberverband ENTSO-E an Lösungskonzepten. Die EU-Kommission hat dies ausdrücklich angeregt. Daher „ist davon auszugehen, dass es mittelfristig einheitliche Ausnahmeregelungen in einer Novellierung des NC RfG geben wird“, resümiert das Erläuterungsdokument.



Webtipp
Verfügbar ist das Erläuterungsdokument in der Publikationsdatenbank von Oesterreichs Energie.

Energiezukunft findet Stadt



**Jetzt
anmelden!**

21.-22. September

Austria Center
Wien

Oesterreichs Energie Kongress 2022

Der wichtigste Branchentreffpunkt der österreichischen E-Wirtschaft findet 2022 im Austria Center in Wien statt und wird zudem für alle, die nicht vor Ort dabei sein können, digital übertragen. Seien Sie dabei und diskutieren Sie mit uns die aktuellen Themen und Herausforderungen der E-Wirtschaft. Nirgendwo sonst kommen so viele Branchenvertreter in Österreich zusammen.

Jetzt anmelden unter energiekongress.at

Save the Date

Die Veranstaltungsübersicht
von Oesterreichs Energie Akademie

Aus- und Weiterbildung ist auch in schwierigen Zeiten ein wichtiger Erfolgsfaktor. Unsere Präsenzveranstaltungen werden unter Berücksichtigung von COVID-19-Präventionsmaßnahmen durchgeführt. Sollten Präsenzveranstaltungen aufgrund der pandemischen Situation nicht möglich sein, sind wir bei einem Großteil in der Lage, auf digital umzustellen. Der Schutz Ihrer Gesundheit steht auch bei der Aus- und Weiterbildung an oberster Stelle!

29. und 30. 3. 2022
Fachtagung „Schaltanlagen und Netzstationen – Kernkomponenten der Energieverteilung“

6. und 7. 4. 2022
Fortbildungsseminar ArbeitnehmerInnenschutz im Energieunternehmen

21. 4. 2022
Recht in der Energiewirtschaft

26. bis 28. 4. 2022
Verteilnetzplanung

26. und 27. 4. 2022
Datenschutzrecht für die Energiewirtschaft

27. 4. 2022
Sicherer Umgang mit elektrischen Anlagen?

28. und 29. 4. 2022
Workshop HR-Personalentwicklungsmanagement 2022

3. bis 5. 5. 2022
Schutztechnik

3. 5. 2022
Workshop Storytelling – Energiezukunft erklären

4. 5. 2022
Von Netzzrückwirkungen zur EMV

19. 5. 2022
Praxisseminar Recht und Technik: Ladeinfrastruktur für E-Mobilität im Wohnbau

Energietechnik für Nichttechniker
30. 5. 2022
Kennenlernen und Themenfindung – **Online**
2. 6. 2022
Präsenzveranstaltung
8. 6. 2022
Follow-up – **Online**

31. 5. 2022
TAEV – Die neuen technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze

31. 5. und 1. 6. 2022
Österreichs E-Wirtschaft kompakt

8. und 9. 6. 2022
User Group Energievertrieb und Marketing Österreich

21. bis 24. 6. 2022
ArbeitnehmerInnenschutz im Energieunternehmen – Basis

21. und 22. 9. 2022
Oesterreichs Energie Kongress 2022

Eine ergänzende Übersicht der geplanten Veranstaltungen 2022 finden Sie auf unserer Homepage!

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

Frage des Monats



Das letzte Kraftwerk bestimmt den Strompreis. Warum eigentlich?

Das letzte und somit teuerste Kraftwerk, dessen Angebot bei einer Auktion angenommen wird, bestimmt den Strompreis am Spotmarkt. TIWAG-Experte **Edgar Röck** erklärt weshalb.

Die kurze Antwort auf die Frage, warum das teuerste Kraftwerk den Strompreis bestimmt, lautet: Weil der Strompreis im sogenannten Einheitspreisverfahren, auch Market Clearing Price Verfahren, ermittelt wird. Aber wie funktioniert das konkret? Und macht es Sinn?

Sinn macht es auf jeden Fall. Denn das Einheitspreisverfahren hat sich als ein sehr gutes Instrument der Preisfindung erwiesen, wenn der Fokus darauf liegt, einen Wert zu ermitteln, der die Versorgung mit einem (lebenswichtigen) Gut sicherstellt und der dennoch vom Marktprinzip bestimmt wird.

Beim Strompreis wird dieser Wert im Voraus, genauer am Tag vor der jeweiligen Lieferung, auf speziell dafür autorisierten Börsen ermittelt, wobei bei einer Auktion für jede Stunde des kommenden Tages eine eigene Preisermittlung erfolgt. Dabei kann jeder autorisierte Marktteilnehmer sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite angeben, wie viel Strom er zu welchem Preis zu kaufen bzw. zu verkaufen bereit ist.

Setzt man das Ergebnis um, lassen sich zwei Kurven zeichnen, eine für die Anbieterseite und eine für die Nachfrageseite. Auf der X-Achse wird der Preis dargestellt, auf der Y-Achse die Abnahme- bzw. Verkaufsmenge. Legt man die Kurven übereinander, dann markiert der Schnittpunkt jenen Wert, bei dem sich Angebot und Nachfrage decken. Dieser Preis garantiert über den so stattfindenden Wettbewerb die best-

mögliche Versorgung für die Abnehmer und zugleich die bestmöglichen Erträge für die Anbieter.

Als sogenannter Einheitspreis oder „Market Clearing Price – MCP“ gilt er als Ergebnis der Auktion für alle Anbieter, auch für jene, die grundsätzlich bereit waren, billiger zu verkaufen. Somit bestimmt der letzte und teuerste Anbieter, der in einer Auktion für die jeweilige Stunde zum Zug kommt, den Preis für alle anderen Anbieter.

Anbieter, die mit ihrem Preis über dem Einheitspreis zu liegen kamen, werden aussortiert und dürfen gar nicht liefern. Für die nächsten Auktionen müssen diese Anbieter daher überlegen, ob sie ihre Kosten günstiger gestalten können. Das Einheitspreisverfahren verhindert aber auch, dass Anbieter die Preise für ihre Gebote bei den Auktionen zum Beispiel aus strategischen Gründen unrealistisch tief ansetzen. Denn im Ernstfall, wenn sie am Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage zu liegen kommen, müssen sie auch tatsächlich zu diesem Preis liefern.



Edgar Röck ist Bereichsleiter Energiehandel und Energiewirtschaft bei der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

ADOBE STOCK, BEIGESTELLT



„Heute“ prämiiert die besten Ideen für unsere klimafitte Zukunft

Jetzt einreichen unter heute.at/heuteforfuture-award



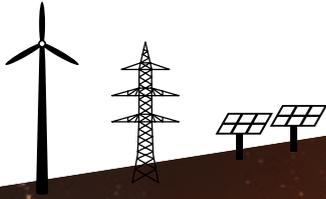
Mitmachen können Städte & Gemeinden, Unternehmen und Projekte der Zivilgesellschaft.

Haben Sie Ideen oder bereits umgesetzte Projekte, mit denen wir die Folgen des Klimawandels meistern können? Dann haben Sie die Chance auf den **Heute For Future-Award**. Einfach einreichen und Preise im Gesamtwert von € 100.000 gewinnen!

Unterstützt von

Erneuerbare Energien

Sicherstellung einer fehlerfreien Stromversorgung bei Windkraft- und PV-Anlagen



Kostenlose Downloads



Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, sowie lange Land- und Seekabel proaktiv störungsfrei halten



Übersicht PV



Zentralgesteuertes Kabelfehlerortungs- und Prüfsystem



Gerätecatalog
Kabelfehlerortung
Kabelprüfung
Kabeldiagnose

Kabelfehlerortung, Kabeldiagnose und Inbetriebnahmeprüfung:

Jetzt beraten lassen!



Ing. Robert Gruber
Vertriebsleiter Österreich
Tel. +43 (664) 125 61 70
robert.gruber@megger.com
www.megger.at

