

★ TOP



Gemeinsam wollen die Übertragungsnetzbetreiber Tennet, 50 Hertz und Transnet BW mehr Tempo beim Netzausbau machen. (Foto: Transnet BW)

NETZAUSBAU

Amprion, Tennet und 50 Hertz rücken enger zusammen

Berlin (energate) - Erstmals wollen sich drei Übertragungsnetzbetreiber beim Ausbau der Stromtrassen zusammentun. Dazu schlossen 50 Hertz, Transnet BW und Tennet nun eine Vereinbarung.

Anlass für den Schritt ist der aktuell diskutierte Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045. Dieser hat erstmals eine Netzinfrastruktur zum Ziel, die die Klimaneutralität im Blick hat. Dies bedeutet vor allem einen deutlich höheren Strombedarf. So sieht der Plan fünf neue Gleichstromleitungen (HGÜ) vor, erstmals auch eine Ost-West-Verbindung.

Die Bundesnetzagentur soll im Herbst über den Plan entscheiden. Darauf bereiten sich die Betreiber jetzt vor. "Wir haben den NEP zum Anlass für das Memorandum of Understanding genommen, um drei dieser Korridore gemeinsam umzusetzen", erklärt Tim Meyerjürgens, COO von Tennet, im gemeinsamen energate-Gespräch mit Stefan Kapferer, CEO von 50 Hertz, und Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung von Transnet BW. Es geht dabei um Trassenvorhaben von Niedersachsen nach Sachsen beziehungsweise Baden-Württemberg sowie von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg. Die Regelzone von Amprion, dem vierten deutschen Übertragungsnetzbetreiber, ist nicht betroffen.

Schnelle Planungsprozesse

Aktuell ist es so, dass derjenige Übertragungsnetzbetreiber für den Bau einer Trasse zuständig ist, in dessen Versorgungsgebiet diese endet. Das bedeutet, er muss auch in den Gebieten der anderen

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

Amprion, Tennet und 50 Hertz rücken enger zusammen 1

🏠 POLITIK

Ampel einigt sich beim Heizgesetz 2

Wirtschaftsminister umwirbt "Kümmerer" aus den Landkreisen 3

Planungen für Berliner Wasserstoffnetz angelaufen 5

Auf dem Weg zum "Hydrogen Valley des 21. Jahrhunderts" 5

Energieeffizienzgesetz im Kreuzfeuer 6

🏢 UNTERNEHMEN

Thüga: Mit vereinten Kräften durch die Krise 7

Energiekrise: Stadtwerke reagieren mit neuen Strategien 7

Stadtwerke Gütersloh halten Kurs im Krisenjahr 2022 8

Ex-Efet-Geschäftsführerin Lempp tritt neuen Job an 8

Heyn neuer DZ4-Vertriebschef 8

⚡ STROM

Iberdrola: Milliardeninvestition in Europas Energiewende 8

Abo Wind setzt auf E-Auto-Batterien 9

"Geschwindigkeit ist der Maßstab, der uns treibt" 9

🔥 GAS & WÄRME

"H2Global" ermöglicht Markt für grünen Wasserstoff 11

Opal Gastransport will keine Ausnahme vom regulierten Netzzugang mehr 12

Gasunie und Iberdrola vereinbaren Wasserstoffkorridor 12

Großwärmepumpen: Vom Nischenprodukt zur industriellen Fertigung 12

⚡ NEUE MÄRKTE & TECHNOLOGIEN

Renault macht Ernst bei Vehicle-2-Grid 13

Pilotprojekt zu freier Anbieterwahl im Ladenetz gestartet 14

"Unser Heimkraftwerk vereint PV-Erzeugung und Stromvermarktung" 14

ÖSTERREICH

Neos fordern Vorlage des

Erneuerbaren-Beschleunigungsgesetzes 15

Tiweg gewährt Rabatt bei Neuvertrag 15

Zweiter PV-Fördercall startet mit 45 Mio. Euro 16

HG Wien: Doppelverrechnung bei Netzpauschale nicht zulässig 16

ASCR entwickelt Regler für Hybridkraftwerke 16

🔥 ADD-ON INHALTE

Weitere Meldungen aus Ihren individuellen Add-ons



Netzbetreiber tätig werden und dort etwa Genehmigungsverfahren durchführen. Nun wollen die drei Unternehmen die Abschnitte aufteilen. "Wir kennen die Stakeholder in unseren jeweiligen Regelzonen, nutzen lokale Erfahrungen bei Antragsverfahren und der Bürgerbeteiligung", erklärt Werner Götz die Vorteile.

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht die Möglichkeit einer solchen Zusammenarbeit vor. Bei den Trassen Suedlink und Suedostlink arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber bereits in unterschiedlichen Konstellationen zusammen. Nun kommen erstmals drei Unternehmen zusammen. "Wenn man schnell sein will, dann braucht es Zusammenarbeit", so Stefan Kapferer. Geplant sei, die Projekte des NEP bis 2037 zu bauen. "Die Wahrscheinlichkeit, dass wir das schaffen, steigt durch die Kooperation merklich an", sagt Kapferer.

HGÜ-Trassen verbinden

Im Blick haben die Unternehmen nicht nur Vorteile bei Planung und Genehmigung, sie wollen auch die Möglichkeiten der HGÜ-Technik erweitern. "Bisher bauen wir nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, also Autobahnen ohne Abfahrten", erklärt Tim Meyerjürgens. Auf Dauer sei dies aber nicht sinnvoll. Die Gleichstromleitungen müssten zu einem Netz werden, "wie wir das vom Wechselstrom kennen", so Meyerjürgens.

Der Netzentwicklungsplan bietet dazu eine Möglichkeit, da sich erstmals die HGÜ-Leitungen kreuzen sollen. Die Idee von 50 Hertz, Tennet und Transnet BW ist, diese zu vermaschen. "Dadurch ergeben sich Vorteile, was die Steuerung von Lastflüssen angeht, und wir können die Resilienz erhöhen", so Kapferer. Gibt es etwa ein technisches Problem, muss nicht mehr die gesamte Trasse stillgelegt werden, Strommengen ließen sich an den Knotenpunkten umleiten. Aus Sicht der Netzbetreiber könnten damit auch der Bedarf an Redispatch und damit die Systemkosten insgesamt sinken.

Gemeinsamer Einkauf

Stärker gemeinsam agieren wollen die drei Übertragungsnetzbetreiber bei der Beschaffung von Komponenten wie Kabeln und Transformatoren. Den Herstellern wollen sie dabei etwa mit gemeinsa-

men technischen Standards die Angebote erleichtern. "Das haben wir in der Vergangenheit bei der Festlegung der Spannungsebene von Gleichstromkabeln auf 525 Kilovolt bereits getan", erklärt Werner Götz. Nun soll es beispielsweise bei der Entwicklung von Gleichstrom-Leistungsschaltern ähnlich aussehen.

Als Nukleus einer deutschen Netz AG, die von verschiedenen Seiten immer wieder gefordert wird, soll die Zusammenarbeit nicht verstanden werden. Trotz des engen Austausches bleibe eine Wettbewerbssituation, betonen die drei Übertragungsnetzbetreiber. Der Bau der vielen Tausend Kilometer an neuen Leitungen ließe sich zudem auf mehreren Schultern verteilt viel besser stemmen als nur von einem.

Das gesamte Interview mit Werner Götz, Stefan Kapferer und Tim Meyerjürgens lesen Sie im heutigen [Add-on Strom](#).

Von Karsten Wiedemann

POLITIK

WÄRMEWENDE

Ampel einigt sich beim Heizgesetz

Berlin (energate) - SPD, Grüne und FDP haben sich nach langem Streit auf weitreichende Änderungen beim Gebäudeenergiegesetz geeinigt. Vorgesehen sind nun deutlich unterschiedliche Fristen für Neu- und Bestandsbauten, wie aus einem gemeinsamen Papier der Ampelpartien zu den "Leitplanken für die weiteren Beratungen im Bundestag" hervorgeht, das der Redaktion vorliegt. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird nun insgesamt enger mit der kommunalen Wärmeplanung verzahnt. So sollen die Vorgaben für neue Heizungen, also ein verpflichtender Erneuerbaren-Anteil von 65 Prozent im Bestand, solange nicht gelten, bis vor Ort eine kommunale Wärmeplanung vorliegt. Diese ist bis zum Jahr 2028 verpflichtend.

Es können demnach weiter Gasheizungen eingebaut werden, sofern diese Wasserstoff-ready sind. Allerdings sieht die Einigung



entLastmanagement[®] by Unigy

So geht's: Wir optimieren und traden für Sie 24/7 im „Algo-Rhythmus“ – All Assets, PPAs und Energieportfolios – holen das Beste für Sie raus und halten Ihnen den Rücken frei.

[Hier erfahren Sie mehr](#)

UNIGY[®]
Your Energy Optimizer

vor, dass vor dem Verkauf eine Beratung stattfinden muss, "die auf mögliche Auswirkungen der kommunalen Wärmeplanung und die mögliche Unwirtschaftlichkeit hinweist". Für Neubauten soll das Gebäudeenergiegesetz dagegen wie geplant ab 1. Januar 2024 gelten. In diesem Segment haben sich aber etwa Wärmepumpen ohnehin bereits als Standard etabliert.

Die vorgesehenen Transformationspläne zur Umrüstung der Gasnetze auf Wasserstoff entfallen. Kommunen und Betreiber sollen jetzt einen Fahrplan "mit verbindlichen und nachvollziehbaren Zwischenzielen (Monitoring) zum Hochlauf des Wasserstoffs bis 2045 vorlegen". Die Vorgabe, dass Wasserstoffnetze bereits 2034 zu 100 Prozent grün sein müssen, ist damit vom Tisch.

Mehr Raum für Holzheizungen

Neu ist auch, dass auf Wasserstoff umrüstbare Heizungen weiter verbaut werden dürfen, wenn die Wärmeplanung ein klimaneutrales Gasnetz vorsieht. Ist dies nicht vorgesehen, müssten Gasheizungen mit 65 Prozent Biomasse, nicht-leitungsgebundenem Wasserstoff oder seinen Derivaten betrieben werden, heißt es in dem Papier weiter. Die Einigung sieht zudem vor, dass Heizungen mit Holz oder Holzpellets nach den Vorgaben des GEG möglich sein sollen. Der Entschluss der Regierung hatte hier Beschränkungen vorgesehen.

Weiterhin heißt es in der Einigung recht unkonkret, dass "unnötige ordnungsrechtliche Vorgaben, die weder zur Erfüllung der 65 Prozent-Anforderung benötigt werden noch Bestandteil von Vereinbarungen der Koalition sind", gestrichen werden. Zum Thema Förderung für Heizungsbesitzer heißt es, dass diese aus dem Klima- und Transformationsfonds finanziert werden soll.

Beschluss noch vor der Sommerpause

Nach der Einigung soll der Gesetzentwurf noch in dieser Woche in den Bundestag zur ersten Lesung. Ziel der Ampel ist, das Gesetz vor der Sommerpause zu verabschieden - so wie ursprünglich geplant. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) zeigte sich mit dem

Ergebnis zufrieden, auch wenn das Gesetz in vielen Punkten verändert wird. "Das Gebäudeenergiegesetz kommt, der Kern ist gewahrt", erklärte er. Das sei gut und wichtig für die Planungssicherheit für die Bürgerinnen und Bürger, die Wirtschaft und die Kommunen. "Dabei geben wir den Menschen mehr Zeit und verzahnen die kommunale Wärmeplanung besser mit dem Gebäudeenergiegesetz", so Habeck.

Auch die FDP-Fraktion, die den Gesetzentwurf zuletzt blockiert hatte, zeigt sich zufrieden. "Das Gebäudeenergiegesetz kommt generalüberholt aus der Montagehalle der Fraktionsführung zurück", erklärte der energiepolitische Sprecher der FDP im Bundestag, Michael Kruse. Zustimmung kommt ebenfalls aus der Energiewirtschaft. "Die Punkte, auf die sich die Koalition geeinigt hat, verbessern das Gesetz entscheidend", sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW. Positiv sei insbesondere die geplante Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung bei der Umrüstung von Bestandsgebäuden.

Auch der VKU nannte die Einigung ein gutes und wichtiges Signal, sprach aber mit Blick auf den Beschluss vor der Sommerpause von einem "extrem strammen Zeitplan". Für die Deutsche Umwelthilfe stellt der Gesetzentwurf dagegen einen "Tiefpunkt für den Klimaschutz" dar. Die Organisation kritisierte, dass die Vorgaben des GEG für den Bestand erst 2028 greifen sollen. /kw

Von Karsten Wiedemann

REGIONENKONFERENZ

Wirtschaftsminister umwirbt "Kümmerer" aus den Landkreisen

Berlin (energate) - Mit einem neuen Format will das Bundeswirtschaftsministerium Verantwortliche aus den Landkreisen bei der Beschleunigung des Erneuerbarenausbaus unterstützen. Dazu kamen rund 150 Landrätinnen und Landräte, Verantwortliche aus Planungs- und Genehmigungsbehörden sowie Vertreterinnen und Vertreter von Landesenergieagenturen und Verbänden zur "Regionenkonferenz" in Berlin zusammen. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) sprach zum

IMPRESSUM

Herausgeber & Verlag:

ener|gate gmbh
Norbertstraße 3-5
D-45131 Essen

Handelsregister: Amtsgericht Essen HRB 24811
Sitz der Gesellschaft: Essen

Geschäftsführung: Marc Hüther, Christoph Krug
Chefredakteur: Christian Seelos

Die gesamte Redaktion finden Sie unter
www.energate.de/redaktion

Kundenservice:

Telefon: +49 201 1022-500
kundenservice@energate.de

Redaktionsanschrift:

Norbertstraße 3-5, D-45131 Essen
Telefon: +49 201 1022-500
redaktion@energate.de

Redaktionsanschrift Berlin:

Jagowstraße 17, D-10555 Berlin
Telefon: +49 30 880013-100

Redaktionsanschrift Schweiz:

Ringstrasse 28, CH-4600 Olten
Telefon: +41 62211-6307
redaktion@energate.ch

Anzeigenverwaltung:

Sebastian Engels
Telefon: +49 201 1022-516

Abonnement: Der energate messenger+ erscheint werktäglich im HTML- und PDF-Format und wird per E-Mail versendet. Das Abonnement kostet zurzeit 189,- € (zzgl. MwSt.) monatlich und beinhaltet ein Add-on nach Wahl. Weitere Add-ons sind hinzubuchbar. Abonnenten haben zusätzlich Zugriff auf das Nachrichtenportal www.energate-messenger.de und die energate-App. Preise für Team- und Unternehmenslizenzen auf Anfrage.

Haftungsausschluss & Copyright: Sämtliche Informationen des energate messenger+ wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des energate messenger+ sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

Auftakt von einem Format, wie es beispielsweise von Start-up-Wettbewerben bekannt sei. Auf der Regionenkonferenz können sich die Teilnehmenden zu den neuen Gesetzen informieren, eigene Fragen an Expertinnen und Experten des Wirtschaftsministeriums richten sowie sich mit anderen Teilnehmenden austauschen.

In der Vergangenheit habe es immer die Forderung gegeben, der Bund müsse mehr machen, sagte Habeck. Nun würde er von Fachleuten, Planern oder Vertretern der Länder immer öfter hören: "Bitte schreibt nicht noch das nächste Gesetz und die nächste Verordnung, wir müssen das erst einmal alles verarbeiten." Gesetze und Verordnungen seien in einem rasanten Tempo geändert und neu geschaffen worden. Die müssten nun implementiert werden und seien in den Händen der Praktikerinnen und Praktiker vor Ort. Diese lobte Habeck als "Kümmerer", die "das Salz in der Suppe in der Energiewende seien".

Plädoyer für mehr Geld und Personal

Einer dieser Praktiker, Sven Ambrosy (SPD), Landrat im Landkreis Friesland, brach trotz aller Beschleunigungsmaßnahmen eine Lanze für "gute Planung". Durch diese könnten Konflikte vor Ort entschärft werden. Er warb unter anderem für eine "Akzeptanzabgabe" für die Gemeinden und für eine Reform der Netzentgelte. "Es ist ein wirkliches Problem, dass wir günstigen Windstrom abliefern und dafür auch noch teuer bezahlen", sagte er. Das sei zu ändern.

Sachsen-Anhalts Energieminister Armin Willingmann (SPD) warb in einer Videobotschaft für eine bessere finanzielle und personelle Ausstattung der Kommunen. "Wir sind uns darüber im Klaren, dass diese Herkulesaufgabe nur gelingen kann, wenn die Behörden vernünftig personell ausgestattet sind", sagte er. Auch darüber werde zu reden sein.

Flächenplanung als Kernherausforderung

Auf einer anschließenden Podiumsdiskussion mit Minister Habeck schilderten Landrätinnen und Landräte die Situation beim Ausbau vor allem der Windkraft vor Ort. Kern der Debatte waren die Themen Flächennutzung und Flächenplanung. Habeck warb dafür, engagiert voranzugehen. Viel habe sich aber schon verändert, wenn er an den Ausgangspunkt von vor den Gesetzesänderungen und beispielsweise an die 10-H-Regelung zurückdenke. "Es gab Länder, die wollten das nicht", so der Minister. Der Windausbau in Deutschland sei eingebrochen gewesen. Jetzt seien 10.000 MW in der Genehmigung und "richtig was los". Nun müsse auch der Netzausbau kommen. Habeck kündigte in dem Zusammenhang für die zweite Jahreshälfte eine Regelung unter dem Motto "nutzen statt abschalten" durch zusätzliche Abnahmequellen wie Elektrolyse, Power-to-Heat und Speichermedien an. Diese Regelung werde ein "cooles Angebot für die Wertschöpfung in den Kommunen", versprach er. /ck

Von Carsten Kloth

Let's **start** with



Wir machen BESS – stationäre Energiespeicher von höchster Qualität. Denn sichere, langlebige und hocheffiziente Batterien sind der Grundpfeiler für ein stabiles Netz und günstige Energie. Neugierig?

Treffen Sie uns auf „THE smarter E“ vom 14 bis 16 Juni in München, Halle C2 Stand 520.



 **HTHIUM**



DEKARBONISIERUNG

Planungen für Berliner Wasserstoffnetz angelaufen

Berlin (energate) - Die Gasag-Tochter NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg will das Berliner Gasnetz in drei Phasen für den Transport von Wasserstoff ertüchtigen. Dies gaben Gasag, NBB, Vattenfall Wärme sowie das Land Berlin auf einer gemeinsamen Pressekonferenz bekannt. Demnach soll ein Wasserstoff-Startnetz schon vor 2030 fast 50 Prozent des gesamten Berliner Gasverbrauchs durch Wasserstoff ersetzen können.

Laut Konzept werden zunächst die großen Verbraucher mit einem Verbrauch von mehr als 500 MW wie die Heizkraftwerke der Vattenfall Wärme berücksichtigt. Die wichtigsten Trassen des H₂-Startnetzes sind zwei insgesamt 60 Kilometer lange Hochdruckleitungen - eine im Westen und eine im Osten der Stadt. Sie sollen den Wasserstoff an Übernahmestationen vom Ferngasnetzbetreiber Ontras übernehmen und zu den großen Heizkraftwerken der Vattenfall Wärme transportieren. Dieses Startnetz will NBB bis 2030 fertigstellen.

Anschließend will das Unternehmen weitere Abnehmer mit einer Leistung von mehr als 30 MW anschließen. Dazu werden laut Plan weitere 150 Kilometer Hochdruckleitung für den Wasserstofftransport ertüchtigt. Das soll den Anschluss von Energieanlagen für kleinere Wärme- und Quartierskonzepte sowie Industriebetriebe ermöglichen. Im Ergebnis werde dies insgesamt eine 60-prozentige Dekarbonisierung des heutigen Gastransports ermöglichen, heißt es weiter. Phase zwei soll bis 2040 fertiggestellt sein. In einer dritten Phase könnten dann auch kleinere Abnehmer den Wasserstoff bekommen.

Geringe Kosten dank vorhandener Leitungen

Die Planung beruhe auf der Umstellung bestehender Gasleitungen, teilte das Unternehmen mit. Auch der parallele Betrieb von Wasserstoff- und Erdgasnetz sei möglich, der Bau neuer Trassen im Stadtgebiet sei nicht notwendig. Dies wiederum ermögliche eine schnelle Umsetzung. "Die Trassen sind heute schon vorhanden und zum größten Teil Wasserstoff-ready", sagte NBB-Geschäftsführer Maik Wortmeier. Technische Gutachten haben laut Netzgesellschaft der Transportleitung im östlichen Berlin bereits im vergangenen Jahr die Wasserstofftauglichkeit attestiert. Die Leitung Berlin-West werde in diesem Jahr dieser Prüfung unterzogen.

Die Investitionskosten seien nicht sehr hoch, betonte Wortmeier. Die Umstellung werde im Rahmen der normalen Netzwartung passieren. Nähere Angaben zu den Investitionen machte er nicht. Energiesenatorin Franziska Giffey (SPD) brachte für die Finanzierung das "Sondervermögen Klimaschutz" ins Spiel. Die Berliner SPD hatte zusammen mit Koalitionspartner CDU das Sondervermögen mit einem Volumen von bis zu zehn Mrd. Euro vereinbart. Der Anteil für Wasserstoff könne darin noch nicht beziffert werden, betonte Giffey auf energate-Nachfrage. Es gehe

aber auch darum, inwieweit sich Berlin an den Kosten für den Anschluss an das vorgelagerte Wasserstoff-Backbone in Brandenburg beteiligen könne. Dieser Wunsch sei auch von Brandenburger Seite an Berlin herangetragen worden und könnte mit dem Sondervermögen adressiert werden.

Fernwärmehauptstadt Berlin

Nicht unerhebliche zweistellige Millionenbeträge als Kosten für die Umrüstung bestehender Heizkraftwerke erwartet indes Martin Debusmann, Leiter Energiewirtschaftliche Steuerung bei Vattenfall. Zum Stand des Verkaufsverfahrens für das Berliner Fernwärmenetz wollte er sich, genau wie Franziska Giffey, nicht äußern. Die neue Energiesenatorin betonte lediglich die Bedeutung des Projektes für ihr Ressort und darüber hinaus. Berlin sei schon jetzt die Fernwärmehauptstadt Deutschlands, sagte sie.

Gasag-Vorstand Georg Friedrichs betonte die Bedeutung von Wasserstoff als Transport- und Speichermedium. Zwar solle auch Wasserstoff in Berlin produziert werden, aber die größeren Mengen müssten nach Berlin gebracht werden. Das geplante Wasserstofftransportnetz werde Berlin "ganz gut in die Mitte nehmen", so Friedrichs. Es gebe die gute Chance, dass spätestens 2030 grüne Wasserstoffmengen in Berlin verfügbar seien. "Das führt dazu, dass wir uns sputen müssen, um die erforderlichen Infrastrukturen auch in der Stadt zur Verfügung zu stellen", sagte er. /ck

Von Carsten Kloth

WASSERSTOFF

Auf dem Weg zum "Hydrogen Valley des 21. Jahrhunderts"

Berlin (energate) - Wie kann die Metropolregion Ruhr zum Vorreiter beim Einsatz von Wasserstoff und die Industrie transformiert werden? Das war Thema der Konferenz New-H-Con in der Landesvertretung NRW in Berlin, an der Vertreterinnen und Vertreter aus Wirtschaft, Forschung und Politik teilnahmen. Veranstalter ist die Hydrogen Metropole Ruhr GmbH.

In einem Impulsvortrag erklärte Kanzleramts-Staatssekretär Jörg Kukies, die infrastrukturellen Voraussetzungen für den Wasserstoffhochlauf seien hervorragend. Das bestehende Gasnetz sei mit überschaubaren Investitionen für den Einsatz von Wasserstoff nutzbar und "ein riesengroßer strategischer Wettbewerbsvorteil". Die Bundesregierung werde zunächst ein sogenanntes Wasserstoffkernnetz umsetzen, mit dem die wesentlichen Erzeugungs- und Verbrauchszentren im Bundesgebiet zusammengebracht werden.

Besondere Rolle der Stahlindustrie

Kukies stellte in Aussicht, dass die Bundesregierung mit der Wasserstoffstrategie die nötigen Anreize und Förderungen umsetzen werde, "um die Transformation zu schaffen". Dabei betonte er die Rolle der Stahlindustrie, die für 28 Prozent der deutschen Industrieemissionen verantwortlich sei.

Mit Blick auf das Ruhrgebiet sagte Kukies, es sei wichtig, Modellregionen zu fördern. Zunächst, um den Vorbildcharakter zu zeigen, aber auch, "um spezifisch dort zu fördern und zu unterstützen, wo es die ersten industriellen Anwendungen gibt". Das Projekt "Modellregion Metropole Ruhr" bezeichnete Kukies als "hervorragendes Beispiel" mit zahlreichen Einzelvorhaben aus Forschung und Entwicklung, die unterstützt werden könnten. Dort könne man sehen, dass "der Trend zum Wasserstoff sehr real ist und industriell Sinn macht".

Bundesjustizminister Marco Buschmann (FDP) sagte in einer Keynote, das Ruhrgebiet sei das "Silicon Valley des 19. Jahrhunderts" gewesen und müsse nun das "Hydrogen Valley des 21. Jahrhunderts" werden. Wasserstoff könnte laut Buschmann die neue Kohle des Ruhrgebiets sein. Er betonte, dass für eine sichere Energieversorgung Technologieoffenheit "das Gebot der Stunde sei", es dürfe keine Ideologien geben. Das beste Mittel, um Emissionen zu senken und Fortschritt zu ermöglichen, sei der CO₂-Preis. Es dürfe kein "Mikromanagement der Regulierung" geben.

Schnellere Verfahren, weniger Bürokratie

Der Minister führte zudem drei Maßnahmen auf, mit denen die Bundesregierung Innovationen und Fortschritt ermöglichen wolle: Schnellere und schlankere Verfahren sollen die Planung beschleunigen. Es soll weniger Bürokratie geben, auch auf europäischer Ebene. Außerdem sollen Start-ups und kleine Unternehmen einfacher an Kapital kommen, um den Standort Deutschland attraktiver für die Unternehmen zu machen. Zu dem letzten Punkt kündigte Buschmann einen Entwurf für ein Zukunftsfinanzierungsgesetz an.

Bei einer anschließenden Podiumsdiskussion zur "Transformation der Industrie" erklärte Thomas Hüwener, Mitglied der Geschäftsführung des Fernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe, es brauche beim Thema Wasserstoff die doppelte Geschwindigkeit im Vergleich zu bisher. Zum Stand des Wasserstoffkernnetzes sagte er, derzeit werde der Leitungsbedarf berechnet. Er geht von über 10.000 Kilometern aus. Im Sommer solle der Plan stehen.

Bernd Kriegesmann, Präsident der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen, wies darauf hin, dass bei der politischen Diskussion um Wasserstoff der Mittelstand oft vergessen werde. Dabei seien auch diese Unternehmen auf den Energieträger angewiesen. An der Hochschule soll genau dieses Thema untersucht werden.

Masterplan fehlt

Gerrit Riemer, Leiter der Berliner Konzernrepräsentanz des Stahlkonzerns Thyssenkrupp, kritisierte unterdessen, dass ein Wasserstoff-Masterplan fehle. Es sei deshalb unklar, welche Mengen in welchen Sektoren wirklich gebraucht werden. 2030 würde sein Unternehmen allein für den Standort Duisburg 120 Prozent des Strombedarfs der Stadt Hamburg brauchen. Darauf habe die Politik noch keine Antwort gefunden. In einer weiteren Diskussionsrunde mit dem Titel "Standortpolitik unter grünen Vorzeichen - Welche Voraussetzungen muss die Politik jetzt schaffen?" sprach sich Jens

Spahn, stellvertretender Vorsitzender der CDU/CSU-Bundestagsfraktion für Wirtschaft, Klima und Energie, dafür aus, den Wasserstoffhochlauf durch Leitmärkte zu beschleunigen statt durch langwierige Förderprojekte. Etwa durch Mengenvorgaben bei der Verwendung von grünem Stahl. Dadurch werde die Produktion angekurbelt und die Preise würden sinken.

Christian Maaß, Leiter der Abteilung Wärme, Wasserstoff und Effizienz im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, erklärte dagegen, es brauche zunächst Regulierung im Markt, um den knappen Wasserstoff zielgerichtet einzusetzen. Er schloss aber auch Leitmärkte nicht aus. Die überarbeitete Wasserstoffstrategie der Bundesregierung werde in den nächsten Wochen vorgestellt. /mh
Von Michael Hahn

STANDORTNACHTEILE

Energieeffizienzgesetz im Kreuzfeuer

Berlin (energate) - Wie viel Energieeffizienz verträgt die Industrie ohne Standortnachteile? Darüber tauschten sich Sachverständige bei einer Anhörung zum Entwurf des Energieeffizienzgesetzes im Bundestag aus. Der Entwurf sieht unter anderem vor, dass der Endenergieverbrauch in Deutschland bis 2030 um 26,5 Prozent im Vergleich zu 2008 auf 1.867 Mrd. kWh sinken muss, bis 2040 müssen es 39 und bis 2045 dann 45 Prozent sein. Leonard Burtscher vom Umweltinstitut München hält die anvisierten Minderungsziele für nicht ambitioniert genug. Der Entwurf sei in wesentlichen Aspekten durch "massiven Lobbydruck" aufgeweicht worden, sagte er in Berlin. So gebe es keine verpflichtenden Maßnahmen mehr für die Industrie. Und ohne Pflicht scheitere die Energieeffizienzsteigerung.

Stattdessen müssen Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 15 Mio. kWh etwa Energie- oder Umweltmanagementsysteme einführen und ihre geplanten Energieeffizienzmaßnahmen veröffentlichen. Sebastian Bolay, Bereichsleiter Energie, Umwelt, Industrie der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK), gab zu bedenken, gesteigerte Effizienz führe nicht zwangsläufig zu mehr Wirtschaftswachstum. Das Endenergieeffizienzziel muss in seinen Augen in ein indikatives Ziel umgewandelt werden.

Standortnachteile befürchtet

Geplant ist auch eine Pflicht für neue Rechenzentren, wonach deren Abwärme genutzt werden soll. Günter Eggers, Vorsitzender des Arbeitskreises Rechenzentren beim Branchenverband Bitkom, bemängelte, dass dadurch neben dem hohen Strompreis in Deutschland ein weiterer Standortnachteil gegenüber anderen EU-Staaten entstehe. Standortfragen würden dadurch "substanziell beeinträchtigt werden". Die pauschale Verpflichtung, die Abwärme zu nutzen, sei ein Problem, weil entsprechende Wärmenetze nicht überall vorhanden seien. Zudem seien die im Gesetz vorgesehenen Berichtspflichten überzogen.

Tatjana Ruhl, Leiterin des Bereichs "Dekarbonisierung der Industrie" bei der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz (Deneff), verteidigte das Energieeffizienzgesetz. Deutschland müsse

Energie sparen, andernfalls könne die Wirtschaft nicht wachsen, sagte sie. Die Vertreter vom Verband der Chemischen Industrie, dem Bundesverband der Deutschen Industrie und der DIHK hielten dagegen, dass der Gesetzesentwurf keinen ausreichenden Schutz vor dem sogenannten Carbon-Leakage biete, also davor, dass Unternehmen ins Ausland abwandern, um Klimaschutzmaßnahmen zu umgehen. Das Gesetz soll Ende Juni in die zweite und dritte Lesung sowie Anfang Juli in den Bundesrat gehen. /mh

Von Michael Hahn

UNTERNEHMEN

BILANZ

Thüga: Mit vereinten Kräften durch die Krise

München (energate) - Der Stadtwerkeverbund Thüga hat das vergangene Geschäftsjahr trotz Verwerfungen durch die Energiekrise mit einem guten Ergebnis abgeschlossen. So ist das Beteiligungsergebnis der Thüga AG 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 19,4 Mio. Euro auf 341,2 Mio. Euro gestiegen. Maßgeblich für den Anstieg seien positive Einmaleffekte sowie höhere Ausschüttungen und Ergebnisabführungen einiger Beteiligungsgesellschaften gewesen, teilte das Unternehmen mit. Der Bilanzgewinn von 262,2 Mio. Euro lag indes in etwa auf Vorkrisen-Niveau (2021: 266,5 Mio. Euro). Dass die Bilanz so positiv ausfällt, sei bei all den Herausforderungen des vergangenen Jahres nur "mit vereinten Kräften" möglich gewesen, hieß es.

"Noch nie standen die Bedeutung von Versorgungssicherheit und Daseinsvorsorge und damit die Energieunternehmen derart im Fokus des öffentlichen Interesses wie im Jahr 2022", blickt Michael Riechel, Vorstandsvorsitzender der Thüga, zurück. So hatten die wegfallenden Gaslieferungen aus Russland Deutschland zeitweise in eine tiefe Krise geschickt, in deren Folge die Energiepreise drastisch gestiegen waren. Trotz angespannter Preislage konnten die Stadtwerke und regionalen Energieversorger der Thüga-Gruppe ihre Kundschaft 2022 in der Regel vor den größten Preissprüngen bewahren, hieß es weiter. Hintergrund ist vor allem deren risikoarme Beschaffung, die langfristig über mehrere Jahre gestaffelt im Voraus verläuft. Deswegen spiegelt sich das Preisniveau an den Börsen auch erst mit Zeitversatz in den Wiederverkaufspreisen und damit auch im Thüga-Ergebnis wider.

Vom Krisenmanagement zur kommunalen Wärmeplanung

Herausfordernd für die Branche seien aber im vergangenen Jahr auch die zahlreichen Regelungen des Gesetzgebers rund um die Energiepreisschranken gewesen. Denn die Versorger waren immer wieder in der Pflicht, Maßnahmen kurzfristig umzusetzen und an die Kunden zu kommunizieren. So haben im Thüga-Netzwerk 2022 vor allem Themen wie Krisen- und Störfallmanagement sowie Einschätzungen der entsprechenden Rechtslage im Vordergrund gestanden.

Im laufenden Geschäftsjahr sollen nun aber wieder andere Dinge in den Vordergrund rücken. Dazu gehört aus Sicht der Thüga-Führung vor allem die Wärmewende und die kommunale Wärmeplanung. Aber auch die Transformation der Gasnetzinfrastruktur in Richtung grüner und klimaneutraler Gase werde ein wichtiges Thema für 2023 sein. "Wir sind bereit, den im Koalitionsvertrag angekündigten Dialog zur Gasnetztransformation zeitnah zu starten, um diesen Schritt rechtzeitig und ganzheitlich vorzubereiten", betonte Vorstandsvorsitzender Riechel dazu. /ml

Von Mareike Teuffer

FOLGEN DER ENERGIEKRISE

Energiekrise: Stadtwerke reagieren mit neuen Strategien

Düsseldorf/Berlin (energate) - Auf die Energiekrise haben Deutschlands Stadtwerke mit einer beschleunigten Transformation reagiert. Die Herausforderungen der jüngeren Vergangenheit haben die Kommunalversorger deshalb "sehr gut gemeistert und sich in einem enorm schwierigen Marktumfeld behauptet". Zu diesem positiven Ergebnis kommt die Stadtwerkstudie 2023, für die die Beratungsunternehmen EY (Ernst & Young) und der Branchenverband BDEW deutschlandweit 100 Stadtwerke und regionale Versorger befragt haben. Trotz der allgemein positiven Bewertung hätten 48 Prozent von ihnen im Krisenjahr ein niedrigeres Ergebnis erwirtschaftet als noch 2021.

Auch die Prognose für das laufende Jahr klingt eher düster: Lediglich 44 Prozent der befragten Unternehmen schätzen die Aussichten als gut oder sehr gut ein. Das ist laut BDEW der niedrigste Wert seit der Finanzkrise der Jahre 2008 und 2009. "Für Stadtwerke gilt daher mehr denn je, strategische Antworten auf diese Fragen zu finden und aus dem Krisenmodus herauszukommen", sagte Andreas Siebel, Partner und Sektorleiter Energy & Resources bei EY.

Fachkräftemangel treibt Versorger um

Aus Sicht der Studienautoren erhöhen viele Faktoren derzeit den Transformationsdruck bei den Stadtwerken. Dazu gehören unter anderem die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und ein hoher Investitionsbedarf zur Umsetzung der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende. Die Stadtwerke seien bereit, weiterhin in die Technologien der Energiewende zu investieren und die Versorgungssicherheit zu stärken, sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

Für insgesamt 89 Prozent der Befragten ist der Erneuerbareneubau der aktuell wichtigste Punkt auf der Agenda. Mit 88 Prozent folgt die Wärmewende. Auf dem dritten Platz landet das Thema Fachkräftemangel und Mitarbeitergewinnung (86 Prozent). Das Spitzenthema aus dem Vorjahr, Digitalisierung, fiel hingegen auf Platz 5 (74 Prozent) hinter der IT-Sicherheit (85 Prozent).

Eine zentrale Rolle in der Geschäftsstrategie der Stadtwerke können ganzheitliche Lösungen für eine nachhaltige Energieversorgung ein-

nehmen, sagte Metin Fidan, Partner und Leiter Green Transformation & Mining and Metals in Westeuropa bei EY. Dabei bietet gerade die Wärmewende Optionen für neue Geschäftsmodelle. Die besten Chancen hätten Stadtwerke, die schon heute die Sektoren Strom, Gas und Wärme übergreifend betrachten. Der klassische Vertrieb von Commodities wie Strom, Gas und Wasser werde perspektivisch zurückgehen und neuen innovativen Energiedienstleistungen weichen, prognostizierte er.

Dekarbonisierung tritt auf der Stelle

Neben der Digitalisierung hat die Energiebeschaffungskrise 2022 auch die Bedeutung von Dekarbonisierung kleiner werden lassen. Dieses strategische Thema konnten die Versorger nur bedingt angehen, so die Studienautoren weiter. Wie im Vorjahr haben lediglich 29 Prozent der befragten Unternehmen eine echte Dekarbonisierungsstrategie mit entsprechenden Transformationslösungen für ihre Kunden. 19 Prozent gaben an, keine solche Strategie zu haben. 51 Prozent gaben an, sich in einem "strategischen Prozess" zu befinden. "Ohne Dekarbonisierungsstrategien werden Stadtwerke ihrer Rolle als Umsetzer der Energiewende vor Ort nicht gerecht", warnte Siebel. /am

Von Artjom Maksimenko

JAHRESZAHLEN

Stadtwerke Gütersloh halten Kurs im Krisenjahr 2022

Gütersloh (energate) - Die Stadtwerke Gütersloh haben das Jahr 2022 mit einem verbesserten Ergebnis beschlossen. Trotz aller Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiekrise erzielte der ostwestfälische Kommunalversorger mit 4,9 Mio. Euro einen um knapp 12 Prozent höheren Jahresüberschuss als 2021. Das Ergebnis lag zugleich über den eigenen Prognosen, konstatierte Kai Breiter, Prokurist und Leiter Kaufmännische Dienste der Stadtwerke. Die Entwicklung sei "solide" und setze das Wachstum der Vorjahre fort. Dies sei "ohne finanzielle Belastungen unserer Gesellschafter und ohne die Inanspruchnahme öffentlicher Rettungsschirme" gelungen, sagte er mit Blick auf die Preiskapriolen an den Großhandelsmärkten und den Querverbund des Unternehmens mit ÖPNV und Bäderbetrieb.

Generell hätten die Gasbeschaffung und der Betrieb des Gasnetzes im zurückliegenden Jahr zu den größten Herausforderungen gezählt, blickte die Unternehmensführung zurück. Träger der Positiventwicklung war unter anderem der Stromabsatz. Weil die Stadtwerke neue Kunden gewannen, blieb der Absatz trotz der deutlich erhöhten Preise und aller Sparappelle an die Kunden mit Blick auf die drohende Gasmangellage stabil bei 320 GWh. Der Gasabsatz ging indes - auch witterungsbedingt - um 6 Prozent zurück auf 932 GWh. Und auch die Stadtwerke selbst setzten schnell Energiesparmaßnahmen um. Als Beispiele nennt das Unternehmen unter anderem die Reduktion der nächtlichen Außenbeleuchtung der Liegenschaften und die Deckelung der Raumtemperatur aller Büros auf maximal 19 Grad Celsius. /pa

Von Philip Akoto

PERSONALIE

Ex-Efet-Geschäftsführerin Lempp tritt neuen Job an

Meschede (energate) - Barbara Maria Lempp wird COO bei Ecotec. Mitte Juni soll die langjährige Geschäftsführerin der Deutschlandvertretung des Energiehändlerverbands Efet ihre neue Stelle antreten, teilte das Beratungsunternehmen aus Meschede in Nordrhein-Westfalen mit. Damit erweitert sich die Geschäftsführung neben CEO Markus Schnier und CFO Petra Schnier. Die gelernte Juristin Lempp hatte zehn Jahre lang an der Spitze von Efet Deutschland gestanden und war auch COO des europäischen Mutterverbands Efet. "Ich finde es spannend, einen Perspektivwechsel einnehmen zu dürfen und nun in den Maschinenraum der Energiewende zu steigen", erklärte Lempp mit Blick auf die neue Aufgabe. /lw

Von Leonie Wolf

PERSONALIE

Heyn neuer DZ4-Vertriebschef

Hamburg (energate) - Der Solaranlageninstallateur DZ4 hat Stefan Heyn in die Geschäftsführung geholt. Heyn verstärkte das Team seit dem 1. Juni und verantwortete den Bereich Vertrieb und Geschäftsentwicklung, teilte DZ4 mit. Zuvor war der neue Geschäftsführer in verschiedenen leitenden Positionen in der Solarbranche tätig, darunter auch bei dem später insolventen Modulhersteller Sovello. Bei DZ4 wolle Heyn den Vertrieb noch kundenfreundlicher aufstellen, kündigte er an.

Das 2012 gegründete Unternehmen DZ4 mit aktuell mehr als 200 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern bezeichnet sich selbst als "Erfinder der Solaranlagenmiete" und gehört seit 2022 zur EnBW. Es bietet Solaranlagen samt Speicher und Service über eine Laufzeit von 25 Jahren zum monatlichen Festpreis an, Anschaffungskosten werden nicht fällig. Mit dem Modell konkurriert DZ4 unter anderem mit Anbietern wie der Berliner Enpal. /dz

Von Daniel Zugehör



STROM

"REPOWEREU"

Iberdrola: Milliardeninvestition in Europas Energiewende

Madrid (energate) - Mit einem milliardenschweren Darlehen der Europäischen Investitionsbank EIB im Rücken nimmt die spanische Iberdrola in den kommenden zwei Jahren reichlich Geld für die Energiewende in Europa in die Hand. Das Darlehen, im Umfang von 1 Mrd. Euro, das die Bank dem spanischen Konzern gewährt, soll in 22 Wind- und Solarparks mit zusammen 2.200 MW fließen, teilte Iberdrola mit. Die Finanzspritze steht in Zusammenhang mit dem EU-Programm "RepowerEU".

Zusammen mit dem Darlehen will Iberdrola insgesamt 1,7 Mrd. Euro in diese Vorhaben investieren. Es geht um 19 Solaranlagen und drei Onshore-Windparks, die zum Teil in Spanien, Portugal und auch Deutschland entstehen sollen. Zum Teil handelt es sich um Hybridkraftwerke in Kombination mit industriellen Großspeichern, hieß es.

Iberdrola ist aktuell im Begriff, verstärkt auch den deutschen Markt zu erschließen. Ein Ansatzpunkt der Spanier ist die Offshore-Windkraft. Auch in diesem Zusammenhang steht das Unternehmen aktuell auch jenseits der EIB-Finanzierung inmitten einer Investitionsoffensive. Bis 2025 will der Konzern weltweit insgesamt 47 Mrd. Euro in den Zubau von Erneuerbaren und den Netzausbau stecken. 27 Mrd. Euro dieses Budgets sind Stromnetzinvestitionen vorbehalten, 17 Mrd. Euro PV- und Windkraftvorhaben. Dabei will Iberdrola 46 Prozent von Letzterem, also knapp 7,8 Mrd. Euro, für den Bau von Offshore-Windparks in Deutschland, Frankreich und Großbritannien aufwenden. Die übrigen 54 Prozent sollen dem Bau von Onshore-Windparks und PV-Anlagen zugutekommen. /pa

Von Philip Akoto

SECOND LIFE

Abo Wind setzt auf E-Auto-Batterien

Wiesbaden (energate) - Der Erneuerbaren-Projektierer Abo Wind koppelt Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern. Bei insgesamt drei Innovationsprojekten errichtet das Unternehmen gemeinsam mit dem Batterieprojektierer Tricera Energy Batteriespeicher aus dem Automobilsektor mit einer Kapazität von mehr als 25 MWh. "Mit diesen Projekten sammeln wir wertvolle Erfahrungen als Entwickler stationärer Speichersysteme für die großskalige Anwendung von neuen und gebrauchten Automobilpacks", erläuterte Julia Badeda, Bereichsleiterin für Hybride Energiesysteme und Speicher bei Abo Wind, den Hintergrund. Der Automobilsektor als zentraler Nutzer von Lithium-Ionen-Batterien werde die Entwicklung qualitativ hochwertiger Batteriepacks im nächsten Jahrzehnt vorantreiben.

Batterien, die nicht mehr leistungsstark genug für Elektrofahrzeuge sind, können durchaus noch für den stationären Bereich eingesetzt werden. Langfristig gehe es darum, solch Second-Life-Batterien mit Ökostromanlagen zu koppeln, sagte ein Abo-Wind-Sprecher im Gespräch mit energate. Zunächst würden bei den drei Projekten aber First-Life-Batterien aus der Überproduktion im Automobilsektor eingesetzt. Die Batteriespeicher werden überschüssige Solarenergie aus den Parks Weichenried (Bayern), Euskirchen Wüschheim (Nordrhein-Westfalen) und Wald-Michelbach (Hessen) speichern. Die drei Freiflächenanlagen haben eine installierte Leistung von insgesamt 20 MW. Für die drei Hybridprojekte aus Photovoltaik und Batteriespeicher hatte Abo Wind Zuschläge bei den Innovationsausschreibungen der Bundesnetzagentur erhalten. /sd

Von Stefanie Dierks

INTERVIEW

"Geschwindigkeit ist der Maßstab, der uns treibt"

Berlin (energate) - Die Herausforderungen beim Ausbau der Energieinfrastruktur wollen die Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Tennet und Transnet BW mit einer vertieften Zusammenarbeit angehen. Was sie dabei im Blick haben, erläutern die Unternehmensspitzen Stefan Kapferer, Tim Meyerjürgens und Werner Götz im Interview mit energate.

energate: Sie haben eine Vereinbarung für eine vertiefte Zusammenarbeit Ihrer drei Unternehmen getroffen. Worauf bezieht sich diese genau?

Meyerjürgens: Hintergrund ist der Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045. Das ist der erste NEP, der ein Klimaneutralitätsnetz abbildet. Darin enthalten sind fünf neue Gleichstromleitungen, darunter eine Ost-West-Verbindung. Wir haben den NEP zum Anlass für das Memorandum of Understanding genommen, um drei dieser Korridore gemeinsam umzusetzen.

Götz: Geschwindigkeit ist der Maßstab, der uns treibt. Wir können auf die Erfahrungen bei den Projekten Suedlink oder Suedostlink, bei denen wir miteinander bereits kooperieren, zurückgreifen und wollen diese Zusammenarbeit nun intensivieren.

Kapferer: Das Signal des Memorandum of Understanding ist: Wenn man schnell sein will, dann braucht es Zusammenarbeit. Und da haben wir in den vergangenen Jahren bereits Standards gesetzt, jetzt wollen wir die nächsten gemeinsamen Schritte gehen.

energate: Welche Ziele verfolgen Sie mit der Kooperation?

Meyerjürgens: Wir haben drei Ziele im Blick: Innovationen bei der Gleichstromtechnik voranbringen, frühzeitig Eigentumsverhältnisse klären, um die Planung zu beschleunigen, und die bereits bestehende und gute Zusammenarbeit fortzusetzen.

energate: Auf welche technologischen Entwicklungen zielen Sie konkret ab?

Meyerjürgens: Die HGÜ-Technik wird immer wichtiger, weil sie es ermöglicht, große Strommengen etwa aus den Offshore-Windparks verlustarm über weite Strecken zu transportieren. Bisher bauen wir nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, also Autobahnen ohne Abfahrten. Auf Dauer ist das nicht sinnvoll. Wir müssen die Technologie weiterentwickeln, die Gleichstromleitungen müssen zu einem Netz werden, wie wir das vom Wechselstrom kennen. Mit dem Memorandum of Understanding legen wir dafür den Grundstein.

Kapferer: Der NEP bietet die Grundlage. Durch die vorgesehene Leitung zwischen dem Westen und Osten entstehen erstmals

Kreuzungen zwischen den Gleichstromleitungen. Diese Kreuzungen zu vermaschen, wäre eine wesentliche Innovation. Dadurch ergeben sich Vorteile, was die Steuerung von Lastflüssen angeht, und wir können die Resilienz erhöhen. Denn es muss nicht mehr die ganze Leitung brach liegen, wenn es etwa weiter unten eine Reparatur gibt.

energategate: Sie sagen, der NEP ist die Grundlage. Das Memorandum of Understanding haben Sie aber geschlossen, obwohl der NEP noch gar nicht final bestätigt ist.

Götz: Das ist richtig. Wir wollen der Bundesnetzagentur sehr früh in den Projektsteckbriefen das Kooperationsmodell aufzeigen.

energategate: Aktuell ist es so, dass der Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung zuständig ist, in dessen Regelzone der südliche Endpunkt der Gleichstromleitung liegt. Warum soll es im Dreierbündnis schneller gehen?

Götz: Bei den HGÜ-Leitungen Suedlink und Suedostlink hat sich gezeigt, wie sinnvoll eine Zusammenarbeit ist. Wir kennen die Stakeholder in unseren jeweiligen Regelzonen, nutzen lokale Erfahrungen bei Antragsverfahren und der Bürgerbeteiligung. Auch die Entwicklung von gemeinsamen Standards bringt Vorteile.

Meyerjürgens: Die Stakeholder vor Ort wollen in der Regel nicht nur Informationen über eine konkrete Leitung erhalten, sondern wissen, was insgesamt auf eine Region zukommt. Auch vor diesem Hintergrund ist der gemeinsame Ansatz sinnvoll.

Kapferer: Ich sehe noch weitere praktische Gründe, wenn etwa Schäden an einer Leitung im Nordosten entstehen, dann wäre die Anfahrt für Betriebsteams etwa von Tennet lang. Wir sind einfach näher dran. Die Kooperation ist also auch im operativen Sinne sinnvoll.

energategate: Sie haben darauf verwiesen, dass Sie bereits bei Suedlink und Suedostlink in verschiedenen Konstellationen zusammengearbeitet haben. Inwiefern geht die im Memorandum of Understanding vereinbarte Zusammenarbeit darüber hinaus?

Meyerjürgens: Neu ist vor allem, dass wir nun zu dritt zusammenarbeiten. Wesentlich ist auch das gemeinsame Ziel, die Gleichstromtechnologie weiterzuentwickeln - weg von den Punkt-zu-Punkt-Verbindungen hin zu einer Vermaschung.

energategate: Welche Vorteile bringt die Vermaschung der einzelnen DC-Leitungen?

Meyerjürgens: Wenn es bei einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung zu einem Kabelausfall kommt, steht das ganze System. Wenn wir das DC-Netz vermaschen, gibt es beim Ausfall einer Teilstrecke Wege, die Leistung gezielt umzuleiten und zu steuern. Wir gewinnen also Redundanz und Flexibilität, so wie es im Wechselstromnetz der Fall ist. Das wird auch die Redispatch-Kosten merklich senken.

energategate: Sie wollen auch gemeinsame Ausschreibungen durchführen. Ist das mit dem Kartellrecht vereinbar?

Götz: Natürlich werden wir kartellrechtliche Vorgaben beachten. Allerdings dient eine Standardisierung auch den Herstellern. Wir betreten technologisches Neuland und müssen bestimmte Standards erst entwickeln. Das wollen wir gemeinsam tun. Das haben wir in der Vergangenheit bei der Festlegung der Spannungsebene von Gleichstromkabeln auf 525 Kilovolt bereits getan. Nun wird es beispielsweise bei der Entwicklung von DC-Leistungsschaltern ähnlich sein. Auch in dieser Hinsicht ist der Schulterschluss der drei Häuser wegweisend.

energategate: Versprechen Sie sich von der gemeinsamen Beauftragung auch eine bessere Verfügbarkeit bestimmter Komponenten?

Kapferer: Den Herstellern mangelt es sicher nicht an Nachfrage. Im Markt werden aktuell sehr große Volumina nachgefragt. Wir können die Verfügbarkeiten sehr gut abschätzen. Daher ist für die Projekte, die wir bis 2037 realisieren wollen, entscheidend, möglichst zeitnah gemeinsam auf den Beschaffungsmärkten aktiv zu werden.

Götz: Dadurch, dass wir einen gemeinsamen Standard setzen, erleichtern wir Herstellern das Angebot. Das bringt für alle Seiten eine schnellere Umsetzungsgeschwindigkeit mit sich. Wenn jedes Haus auf einen eigenen Standard setzen würde, wäre das Gegenteil der Fall.

Meyerjürgens: Wir erhoffen uns vor allem von einem gemeinsamen Standard für DC-Leistungsschalter, der erst noch entwickelt werden muss, einen schnellen Technologiedurchbruch und Markthochlauf.

energategate: Im Idealfall wollen Sie die Leitungen schon bis 2037 in Betrieb nehmen. Wie viel Beschleunigung bringt Ihnen die Kooperation?

Götz: Konkrete Zeiträume lassen sich hier nicht nennen. Dadurch, dass wir die bestehenden Kooperationserfahrungen von Suedlink und Suedostlink nun in eine Dreierkonstellation einbringen, versprechen wir uns aber natürlich eine Beschleunigung.

Kapferer: Wir schaffen sehr früh Klarheit, beispielsweise über die Eigentumsverhältnisse. Sobald der NEP bestätigt ist, können wir loslegen. 2037 wollen wir fertig sein, das sind noch 14 Jahre. Die Wahrscheinlichkeit, dass wir das schaffen, steigt durch die Kooperation merklich an.

energategate: In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber, Amprion ist aber nicht Teil Ihrer Kooperation. Warum nicht?

Kapferer: Das hat einen einfachen Grund: Die Projekte haben Start- und Endpunkte und für diese drei Gleichstromleitungen liegen sie allesamt in den Regelzonen von 50 Hertz, Tennet oder Transnet BW. Läge einer dieser Punkte in der Regelzone von Amprion, hätten wir den vierten Übertragungsnetzbetreiber natürlich auch zur Zusammenarbeit eingeladen.

energate: Das klingt nach einem noch weitergehenden Kooperationswillen. Sehen wir hier gerade den Anfang einer deutschen Netz AG, zumindest im Gleichstrombereich?

Götz: Die Diskussion über eine "Deutsche Netz AG" gibt es schon seit vielen Jahren und sie wird uns sicherlich auch in Zukunft begleiten. Ja, wir Übertragungsnetzbetreiber arbeiten eng zusammen und ja, wir haben gemeinsame Ziele. Wir gucken aber auch aufeinander und wollen jeweils besser sein als der andere. Aus dieser Wettbewerbssituation entstehen Vorteile, die es bei einem großen Netzbetreiber sicher nicht gäbe.

Kapferer: Wenn man sich die Projekte des NEP 2037/2045 ansieht, ist es zudem schwer vorstellbar, dass ein Player alleine die dafür erforderlichen Kapitalmittel beschaffen könnte. Das können vier Player in Summe besser.

Meyerjürgens: Dem kann ich nur zustimmen. Unsere Aufgabe ist es, zeitig zu liefern. Eine jahrelange Umorganisation kann in niemandes Interesse sein. Das würde uns vom eigentlichen Ziel des schnellen Netzausbaus nur abhalten.

energate: Herr Götz, Herr Kapferer, Herr Meyerjürgens, wir danken für das Gespräch.

Das Interview führten Karsten Wiedemann und Christian Seelos.

GAS & WÄRME

FÖRDERINSTRUMENT

"H2Global" ermöglicht Markt für grünen Wasserstoff

Berlin (energate) - "H2Global" kann die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes mit aussagefähigen Preissignalen ermöglichen.

Warum das Instrument ein besonders wettbewerbs- und marktorientiertes Förderinstrument ist, hat H2Global gemeinsam mit der EEX, der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg und der OTH Regensburg in einem Positionspapier festgehalten und in einem virtuellen Pressegespräch vorgestellt. "Eine der Lektionen aus der Entwicklung des Gasmarktes, vor allem im LNG-Markt, ist, dass unflexible Punkt-zu-Punkt-Verträge die Entwicklung eines Preissystems verhindert haben, das Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft der Nachfrager widerspiegelt", erläuterte Professorin Veronika Grimm von der Friedrich-Alexander-Universität. Dies habe zu hohen Windfall-Profiten bei Unternehmen geführt. H2Global sei ein smarter Mechanismus, um solche Windfall-Profite zu verhindern und öffentliche Mittel effizient einzusetzen.

Die Stiftung H2Global wurde 2021 von der Bundesregierung gegründet und in einer ersten Runde mit 900 Mio. Euro ausgestattet. Die operative Gesellschaft der Stiftung "Hint.Co" kauft für zehn Jahre grüne Wasserstoffderivate (Ammoniak, Ethanol, nachhalti-

ges Flugbenzin) von Produzenten außerhalb Europas. Der Einstieg über Derivate sei aufgrund der Nachfragesituation sinnvoll, sagte Professor Michael Sterner von der OTH. Den Zuschlag bekommen die Produzenten, die den niedrigsten Preis fordern. Derzeit läuft die erste Ausschreibungsrunde.

Vorteile kurzfristiger Abnahmeverträge

Auf der Nachfrageseite sollen Jahresverträge mit den Abnehmern abgeschlossen werden, die den höchsten Preis für die Produkte bezahlen. Im April hatte die Unternehmensberatung BET in einem Impulspapier für Eon Hydrogen eine deutliche Aufstockung der Fördermittel angeregt. Zudem sollen längerfristige Verträge auf der Abnahmeseite die Planungssicherheit erhöhen. Ohne direkt auf die BET-Vorschläge einzugehen, betonte Timo Bollerhey, der Hintco-Geschäftsführer, den Vorteil der kurzfristigen Abnahmeverträge. "Im Zeitablauf wird sich durch eine Veränderung der Rahmenbedingungen die Zahlungsbereitschaft verändern", sagte Bollerhey. Dies werde dank der kurzfristigen Verträge zu einer Minimierung des Subventionsbedarfs führen. Zudem entstehen so jährlich viele Preissignale. Aber in Zukunft sind für Bollerhey durchaus auch Auktionen mit längeren Laufzeiten auf der Nachfrageseite ergänzend denkbar. Das Instrument sei flexibel.

Bezüglich der Kapitalausstattung zeigte sich Bollerhey sehr optimistisch, dass die Bundesregierung - wie schon angekündigt - in diesem Jahr weitere 3,5 Mrd. Euro zur Verfügung stellt. Zu den genauen Bedingungen und der Produktgestaltung bei der Verwendung dieses Geldes ist Hintco aktuell in Gesprächen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Daniel Wragge von der EEX ist überzeugt, dass H2Global einen Ansatz bietet, einen liquiden Markt für Wasserstoff und Derivate zu schaffen. "H2Global ist erst einmal ein großer Market-Maker", betonte er. Diese Preise könnten dann auch in langfristigen Verträgen genutzt werden. Er hofft, dass die EEX perspektivisch als Plattform das Geschäft von H2Global übernehmen kann. Dies wäre durchaus im Sinne von Bollerhey, der Hintco so schnell wie möglich überflüssig machen will, wenn sich ein Markt entwickelt hat.

Weitere Mittel über andere Förderinstrumente

Ehe Hintco überflüssig wird, sollen die Aktivitäten erst einmal erweitert werden. Sehr wahrscheinlich wird es ein eigenes Ausschreibungsfenster für die niederländische Regierung geben, die für 300 Mio. Euro Wasserstoff oder Derivate über Hintco auktionieren will. Mit der EU-Kommission wird über die Einbindung in die Aktivitäten der europäischen Wasserstoffbank verhandelt. Dazu hatten vor rund zwei Wochen Wirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) und Kadri Simson, die EU-Energiekommissarin, eine Grundsatzvereinbarung erzielt. Es gebe mehrere Ausgestaltungsmöglichkeiten, sagte Bollerhey.

Auch wenn H2Global als marktorientiertes Instrument besonders gut den Markthochlauf für Wasserstoff und Derivate ermöglicht, könnten - so wurde in dem Gespräch deutlich - durchaus andere, längerfristige Förderinstrumente als Ergänzung sinnvoll sein. Teilweise ließen die sich in das H2Global-Konzept integrieren, ist

Bollerhey überzeugt. Der Mittelbedarf sei insgesamt hoch und nur bei einem effizienten Mitteleinsatz könnten diese in ausreichender Höhe zur Verfügung gestellt werden. /hl

Von Heiko Lohmann

WIDERRUFSVERFAHREN

Opal Gastransport will keine Ausnahme vom regulierten Netzzugang mehr

Bonn (energate) - Die Ausnahme vom regulierten Netzzugang für die Opal wird beendet. Auf Antrag des Betreibers, Opal Gastransport, hat die zuständige Beschlusskammer (BK) 7 der Bundesnetzagentur ein Verfahren zum Widerruf der Ausnahme eingeleitet. Dies hat die BK 7 auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Opal Gastransport gehört zu 49,98 Prozent der Sefe und zu 50,02 Prozent Wintershall Dea.

Seit dem 7. Juli 2009 gilt für die Opal eine Ausnahme vom regulierten Netzzugang. Für Gazprom Export und verbundene Unternehmen war die Ausnahme auf 50 Prozent der technisch verfügbaren Ausspeisekapazität an der tschechischen Grenze beschränkt. Die Pipeline verbindet den Anlandepunkt der Nord Stream in Greifswald mit dem deutsch-tschechischen Grenzübergangspunkt Brandov. Die Kapazität der Pipeline beträgt im nördlichen Abschnitt bis zur Verdichterstation Groß Köris (Brandenburg) 36,5 Mrd. Kubikmeter im Jahr und im südlichen Abschnitt ab Groß Köris 32 Mrd. Kubikmeter. In Vergleichsverhandlungen mit der Bundesnetzagentur hatte Gazprom Export eine Erweiterung der Ausnahme auf 100 Prozent der Kapazität in einem zweiten Anlauf im Mai 2016 erreicht. Im September 2019 aber hatte der Europäische Gerichtshof (EuGH) die Zustimmung der EU-Kommission zu diesem Vergleich aufgrund einer Klage der Republik Polen für nichtig erklärt. Seitdem gilt wieder die alte Regelung aus dem Jahr 2009.

Seit August 2022 kein Gas aus Russland

Seit dem 31. August 2022 ist in Greifswald keine Einspeisung mehr in die Opal erfolgt. Seit dem Tag fließt kein Erdgas mehr durch die Nord-Stream-Pipeline. Die Opal kann aber genutzt werden, um Mengen aus dem LNG-Terminal in Lubmin und dem geplanten Terminal in Mukran in Richtung tschechische Grenze zu transportieren. Zudem wird über die Nord-Stream-Anbindungsleitung NEL derzeit Gas aus dem Westen in Richtung Greifswald transportiert und dann weiter Richtung tschechische Grenze. Ursprünglich floss durch NEL russisches Gas von Greifswald in Richtung Westen.

Zumindest ein Strang der Opal könnte auch auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Von Greifswald steht als zweite Leitung bis zur tschechischen Grenze die Eugal zur Verfügung. Sie wurde zur Ableitung von Nord-Stream-2-Mengen gebaut. Sie ist nicht vom regulierten Netzzugang ausgenommen. Am Grenzübergangspunkt Brandov fließen gemäß Cascade-Daten rund 300 GWh/Tag in Richtung Tschechien, rund 25 Prozent der Kapazität von Opal und Eugal. Welche Leitung genutzt wird, lässt sich an dem virtuellen Verbindungspunkt nicht erkennen.

Opal Gastransport kommentierte den Antrag auf Widerruf auf energate-Anfrage: "Die Gasversorgungslage in Deutschland und Europa hat sich seit Beginn des Kriegs in der Ukraine stark verändert. Die Lieferquellen haben sich bereits diversifiziert und werden sich perspektivisch - auch mit Blick auf neue Energieträger - weiter diversifizieren. Das hat Auswirkungen auf Flussrichtungen und Engpasssituationen der Gasinfrastruktur im Allgemeinen." Neben Opal Gastransport ist die Uniper-Tochtergesellschaft Lubmin-Brandov Gastransport mit 20 Prozent an der Pipeline beteiligt. Diese Beteiligung muss Uniper verkaufen. Dies war eine der EU-Auflagen zur Genehmigung der Beihilfen zur Stabilisierung des Unternehmens. /hl

Von Heiko Lohmann

ABSICHTSERKLÄRUNG

Gasunie und Iberdrola vereinbaren Wasserstoffkorridor

Groningen (energate) - Iberdrola will grünes Ammoniak in die Niederlande exportieren. Dafür hat das spanische Energieunternehmen eine Absichtserklärung mit der niederländischen Gasunie-Tochter Hynetwork Services und ACE Terminal unterzeichnet, teilte Gasunie mit. Das Ammoniak soll über das geplante ACE-Terminal im Rotterdamer Hafen geliefert und als grüner Wasserstoff über das Netz von Hynetwork Services weiter zu Kunden in Europa geliefert werden.

Iberdrola sei nach Cepsa schon das zweite spanische Unternehmen, mit dem eine Zusammenarbeit vereinbart wurde, um einen Wasserstoffkorridor zwischen Nord- und Südeuropa zu schaffen, heißt es von Gasunie. Das nationale Wasserstoffnetz von Hynetwork Services verbindet Industrieregionen in den Niederlanden und den umliegenden Ländern, wie Deutschland und Belgien. Über das Hyperlink-Projekt von Gasunie reicht die Pipelineversorgung mit Wasserstoff künftig bis nach Dänemark. "Die Niederlande sind beim Thema Wasserstoff in einer einmaligen Position, um zum Tor nach Nordwesteuropa zu werden", erklärte Gasunie-Vorstand Ulco Vermeulen bei der Unterzeichnung der Absichtserklärung. Und der niederländische Energie- und Klimaminister Rob Jetten bekräftigte: "Um ein klimaneutrales Energiesystem und eine nachhaltige Industrie zu erreichen, haben die Niederlande und Europa große Ambitionen in Bezug auf Wasserstoff." /tc

Von Thorsten Czechanowsky

ADD-ON GAS & WÄRME

Großwärmepumpen: Vom Nischenprodukt zur industriellen Fertigung

Berlin (energate) - Deutschland könnte seinen gesamten Wärmebedarf für Temperaturen bis 200 Grad Celsius aus CO2-freien Quellen decken. Dabei spielen Großwärmepumpen in Kombination mit Umwelt- oder Abwärme eine zentrale Rolle. Zu diesem Ergebnis kommt eine aktuelle Studie der Agora Energiewende in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEG. Demnach übersteigt das Angebot an Wärmeenergie, etwa aus der Geothermie

oder dem Wasser, bei weitem den Wärmebedarf für Gebäude und industrielle Prozesse bis 200 Grad. Allerdings muss die Großwärmepumpentechnologie in Deutschland dafür zunächst aus ihrer Nische herauskommen.

Potenzial übersteigt Bedarf

Insgesamt beziffert die Studie das Potenzial auf rund 1.500 Terawattstunden (TWh) an Wärmeleistung aus den Quellen oberflächennahe und tiefe Geothermie, See- und Flusswasser, industrielle Abwärme, Abwasser sowie Kohlengruben und Rechenzentren. Demgegenüber steht laut Agora Energiewende ein jährlicher Wärmebedarf für Temperaturen bis 200 Grad Celsius aus dem Industrie- und Gebäudesektor von insgesamt etwas über 1.000 Terawattstunden. "Deutschland verfügt über mehr Umwelt- und Abwärmequellen als wir brauchen, um den gesamten Wärmebedarf für Temperaturen bis 200 Grad Celsius zu decken", kommentierte Simon Müller, Direktor Deutschland von Agora Energiewende. Großwärmepumpen könnten diese Wärmequellen großflächig für die Fernwärmeversorgung und in der Industrie nutzbar machen, so Müller weiter.

Potenzial der Großwärmepumpen noch nicht ausgeschöpft

Zumal die Technologie dafür vorhanden ist, so könnten schon heute große Wärmepumpen die benötigten Temperaturen in den Wärmenetzen von 90 bis 110 Grad und die Prozesswärme in der industriellen Fertigung bereitstellen. Das vorhandene Potenzial werde allerdings noch kaum genutzt. So sei die gesamte installierte Leistung von Großwärmepumpen mit 60 MW "verschwindend gering". Dennoch könnten Großwärmepumpen laut der Agora-Studie bis 2045 über 70 Prozent der Fernwärme in Deutschland bereitstellen und somit Erdgas in der Wärmeversorgung ersetzen. Um dieses Ziel zu erreichen, wäre ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von 4.000 MW neuer Wärmepumpenleistung nötig.

Drei Voraussetzungen für einen gelungenen Hochlauf

Damit dieser Hochlauf gelingen kann, nennt Agora Energiewende in ihrer Studie drei Voraussetzungen. Erstens braucht es einen klaren Ausbaupfad basierend auf einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung. Zudem müssten Preisnachteile gegenüber fossilen Energieträgern abgebaut werden. Denn aktuell bestünden bei der Förderung noch Nachteile von strombetriebenen Großwärmepumpen gegenüber fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Auch würden in einigen Fällen Großwärmepumpen gefördert, die auf Basis von fossiler Abwärme - zum Beispiel gasbetriebener KWK-Anlagen - laufen. "Mit einer Reform des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und einer Aufstockung des Förderprogramms für Wärmenetze lässt sich diese Schieflage beheben und die Wärme-wende beschleunigen", erklärt Müller weiter.

Aber auch auf Herstellerseite muss sich noch einiges tun: und zwar weg von Einzelanfertigungen, hin zu einer industriellen Standardproduktion. Das sei auch zentral für die Wettbewerbsfähigkeit der Branche. "In Deutschland sind Großwärmepumpen zwar noch ein

Nischenprodukt, aber die Anfragen bei Herstellern nehmen stark zu", so der Agora-Direktor. Politisch wurde jüngst der Ausbau der Wärmenetze wie der Fernwärme beschlossen. Jedes Jahr sollen nach dem Willen der Bundesregierung 100.000 Häuser neu an Wärmenetze angeschlossen werden. Bauministerin Klara Geywitz (SPD) betonte die Wichtigkeit einer attraktiven und transparenten Preisgestaltung, "um die Anreize für den Anschluss an ein Wärmenetz zu erhöhen". Zudem ist geplant, Hausanschlüsse zu fördern. /lw
Von Leonie Wolf



NEUE MÄRKTE & TECHNOLOGIEN

ELEKTROMOBILITÄT

Renault macht Ernst bei Vehicle-2-Grid

München (energate) - In den Markt für sogenannte Vehicle-2-Grid-Anwendungen (V2G) kommt Bewegung. Mit Renault kündigt nun ein erster Autobauer an, Käufern eines E-Autos ab dem kommenden Jahr einen entsprechenden Zusatzservice anzubieten. Die Renault-Mobilitätsmarke Mobilize werde den V2G-Dienst sowie eine dazugehörige bidirektionale Ladestation ab 2024 mit dem Verkaufsstart des neuen Elektromodells Renault 5 in Deutschland und Frankreich einführen, kündigte Renault an. 2025 soll dann Großbritannien als dritter Markt folgen. Über den Dienst stellen die E-Auto-Besitzer über eine bidirektionale Lademöglichkeit ihre Fahrzeugbatterie während der Standzeiten dem Energiemarkt zur Verfügung und erhalten dafür je nach Vermarktungserlösen eine finanzielle Entlohnung.

Vermarktungserlöse von 600 Euro möglich

Die Vermarktung der aggregierten Speicherkapazitäten übernimmt dabei im Hintergrund der Dienstleister The Mobility House (TMH), der eine entsprechende Handelsplattform entwickelt hat. "In zahlreichen Pilotprojekten mit unterschiedlichen Automobilpartnern haben wir in den vergangenen Jahren belegt, dass V2G ein funktionierendes Geschäftsmodell darstellt. Jetzt kommt es endlich in den Markt", sagte TMH-Geschäftsführer Marcus Fendt im Gespräch mit energate. Das ebnet aus seiner Sicht auch den Weg für andere Autobauer, mit ähnlichen Diensten nachzuziehen. "Die Erlöse aus V2G werden in Zukunft ein zusätzliches Kaufkriterium für Autokäufer und die Wirtschaftlichkeit der E-Mobilität im Wettbewerb weiter verbessern", zeigte sich Fendt überzeugt.

Der TMH-Geschäftsführer geht auf Basis der Pilotprojekte davon aus, dass für die E-Autofahrer Erlöse von 600 Euro jährlich möglich sind. "Und der ökonomische Wert von Flexibilität wird mit der zunehmenden Volatilität im Markt und den steigenden Spreads weiter zunehmen", blickte Fendt voraus. Möglich wird dies, da die meisten E-Autos lange Standzeiten aufweisen und mit Intraday-Märkten, Regelenergie und sogar OTC-Geschäften verschiedene Vermarktungsoptionen offenstehen. Die EV Aggregation Plattform, die TMH entwickelt, berücksichtigt neben dem Nutzungsprofil des E-Autos, das der Besitzer über eine App selbst bestimmen kann,

auch die Zyklenfestigkeit der Fahrzeugbatterie, sodass weder Fahrkomfort noch die Lebensdauer der Batterie eingeschränkt werden, verspricht der Tech-Dienstleister.

Zahlreiche Pilotprojekte im Feld

Bereits seit Jahren werkeln Energie- und Automobilwirtschaft in Forschungsprojekten an V2G-Lösungen. Die Übertragungsnetzbetreiber Tennet und Transnet BW setzen etwa in unterschiedlichen Feldversuchen die aggregierten Speicherkapazitäten von E-Autos zur Stabilisierung des Stromnetzes ein. Bis zur Marktreife hat es allerdings aufgrund der hohen Komplexität der Materie noch keine Lösung geschafft.

Aus Sicht des TMH-Vertriebschefs Fendt wird dabei die Rolle, die V2G im Energiesystem der Zukunft einnehmen kann, bislang kategorisch unterschätzt. "Fast alle Studien, die sich mit Flexibilitäten auseinandersetzen, berücksichtigen den tatsächlichen Wert von bidirektionalem Laden bedingt", beklagte er und rechnete vor: Wenn 2030 sämtliche Elektroautos im Markt bidirektional ladefähig sind, entspreche das einem Pool an Flexibilität, der die siebzehnfache Menge der deutschen Pumpspeicherkraftwerke aufweist. Auch unter Kostenaspekten schlägt V2G aus Sicht von The Mobility House die meisten anderen Flexibilitätsoptionen, denn: "Mit dem Kauf des E-Fahrzeugs ist die Batterie bereits bezahlt und muss nicht zusätzlich errichtet werden."

Doppelbelastung als letzte Hürde

Eine letzte regulatorische Hürde muss aus Sicht von Fendt aber noch aus dem Markt geräumt werden. "Damit V2G sein vollständiges Potenzial entfalten kann, muss die Doppelbelastung von mobilen Speichern noch entfallen, wie es für stationäre Speicher bereits seit 2019 geschehen ist", sagte er. Die Bundesregierung hat in ihrem Masterplan Ladeinfrastruktur das Thema bereits erkannt. Bis Ende des zweiten Quartals soll das Bundeswirtschaftsministerium eine Lösung erarbeiten. Beobachter wie Fendt gehen aber davon aus, dass das Thema zuletzt in der Prioritätenliste des Ministeriums weiter nach hinten gerutscht ist und eine Lösung noch länger auf sich warten lassen wird. /rb

Von Rouben Bathke

E-MOBILITÄT

Pilotprojekt zu freier Anbieterwahl im Ladenetz gestartet

Berlin/Hamburg (energate) - 50 Hertz, Stromnetz Berlin und Lichtblick wollen Ladesäulen für alle Anbieter öffnen. Fahrerinnen und Fahrer von E-Autos sollen künftig im gesamten Ladenetz laden können - aber nach den eigenen Tarifkonditionen. Wie das technisch konkret funktionieren kann, das wollen die drei Unternehmen jetzt gemeinsam mit dem Berliner IT-Start-up Decarbonize herausfinden. Kern des in Deutschland bislang einmaligen Pilotprojektes sei es, die dahinterstehenden IT-Prozesse zu erproben, teilten die Partner mit. Im Blick haben

die Partner dabei öffentliche sowie halb-öffentliche Ladesäulen, etwa an Supermärkten. Aktuell werde getestet, wie Lichtblick-Kundinnen und -Kunden an Ladesäulen von dem Betreiber Decarbonize auf dem Gelände von Stromnetz Berlin laden können, erläuterte ein Sprecher von 50 Hertz.

Netzbetreiber brauchen Daten

In Zukunft sollen Nutzerinnen und Nutzer ihren eigenen Anbieter über ihr jeweiliges Abrechnungssystem an jede beliebige Ladesäule mitnehmen können, so das Ziel. Die Strommengen würden über ein sogenanntes virtuelles Bilanzierungsgebiet zugeordnet und über den Bilanzkreis des eigenen Stromanbieters abgerechnet. Von zentraler Bedeutung sei dabei, die Abrechnungsdaten von der Ladesäule bis zu den Netzbetreibern und dem Stromanbieter durchzuleiten. Je genauer die Datengrundlage, desto besser ließen sich die Bilanzkreise führen und umso weniger Regelenergie müssten Übertragungsnetzbetreiber aufwenden, so die Unternehmen.

Lichtblick setzt sich seit Jahren für mehr Wettbewerb an öffentlichen Ladesäulen ein. Der Ökoenergieanbieter wirft den in ihrer Heimatregion oft dominanten Anbietern vor, ihre Ladesäulen nicht für Dritte öffnen zu wollen und zeitgleich hohe Preise für Nicht-Kunden aufzurufen. Auch die Bundesregierung hatte das 2020 kritisiert. Daraufhin leitete das Bundeskartellamt eine Untersuchung ein. Ein Jahr später hat die Bundesnetzagentur neue Netzzugangsregeln für die E-Mobilität aufgelegt. Diese sehen unter anderem vor, dass der Ladepunktbetreiber jeden Ladevorgang exakt bilanzieren und abrechnen kann. /dz

Von Daniel Zugehör

3 FRAGEN AN MICHAEL BIBERGER, DAYLIGHT ECO

"Unser Heimkraftwerk vereint PV-Erzeugung und Stromvermarktung"

München (energate) - Das Münchener Start-up Daylight Eco richtet sich mit seinem neuen Produkt "Eclipse" an Privathaushalte in Wohnungen und Häusern. Mittels künstlicher Intelligenz setzt das aus Steckersolarpanels und Stromspeichern bestehende Heimkraftwerk auf größtmögliche Effizienz für das jeweilige Nutzungsverhalten und verfügt außerdem über eine Energie-Trader-Funktion. Michael Biberger, CEO und Mitgründer von Daylight Eco, möchte sich in diesem Segment bis 2027 "mindestens 20 Prozent des deutschen Marktes" sichern. Wie ihm dies gelingen will, erklärte er gegenüber energate.

energate: Herr Biberger, Daylight Eco wurde erst im vergangenen Jahr gegründet. Welche Ziele verfolgen Sie als junges Start-up?

Biberger: Als junges Unternehmen haben wir ehrgeizige Ziele. Wir möchten den Steckersolarmarkt revolutionieren und die Energiewende in deutschen Haushalten vorantreiben. Unser Fokus liegt auf der digitalen Energiewende, die für jeden Haushalt zugänglich sein soll. Wir streben an, unsere intelligenten Speicherlösungen flächendeckend einzuführen und die Installation so einfach wie

möglich zu gestalten, ohne Elektriker zu benötigen. Unser Ziel ist es, den Verbrauchern zu ermöglichen, ihren selbst erzeugten Strom effizient zu nutzen und ihre Energiekosten zu senken. Gleichzeitig wollen wir einen bedeutenden Beitrag zum Umweltschutz leisten und den CO₂-Fußabdruck reduzieren.

energate: Sie bringen mit dem Heimkraftwerk Eclipse verschiedene Technologien zusammen. Wie funktioniert Ihre Lösung für kleine Haushalte?

Biberger: Das Heimkraftwerk Eclipse vereint Plug-and-Play-Solarstromerzeugung, -speicherung, künstliche Intelligenz und Stromvermarktung. Die Solarmodule werden auf dem Dach installiert und wandeln Sonnenenergie in elektrische Energie um. Der Batteriespeicher wird einfach in die Steckdose gesteckt, um überschüssigen Strom effizient zu speichern. Unsere intelligente Steuerungseinheit analysiert den Energiebedarf und passt die Nutzung des selbst erzeugten Stroms an, um einen Eigenverbrauch von bis zu 95 Prozent zu erreichen. Zudem nutzen wir netzdienliche Stromtarife, um die Netzbezugskosten zu reduzieren. Das Heimkraftwerk Eclipse verfügt auch über eine integrierte Notstromversorgung für den Fall eines Stromausfalls.

energate: Wann ist der Verkaufsstart von Eclipse geplant und wie erfolgt der Vertrieb?

Biberger: Unser Verkaufsstart ist für Oktober geplant, und wir arbeiten eng mit Steckersolarhändlern zusammen. Diese Händler sind unsere Vertriebspartner und ermöglichen uns eine enge Kundenbeziehung. Wir setzen auf eine langfristige Zusammenarbeit mit unseren Händlern, um nachhaltige Energiesysteme in Haushalte zu bringen. Wir haben bereits über 6.000 verbindliche Bestellungen erhalten, auf die wir uns konzentrieren. Zusätzlich haben wir Vorbestellungen für weitere 24.000 Einheiten. Unser Ziel ist es, Haushalten saubere und erschwingliche Energie zu bieten. Wir bereiten uns auch auf den Markteintritt in Österreich, Italien und Spanien vor, um noch mehr Haushalte zu erreichen und gemeinsam die Energiewende voranzutreiben.

Die Fragen stellte Nils Eckardt.

ÖSTERREICH

ENERGIEPOLITIK

Neos fordern Vorlage des Erneuerbaren-Beschleunigungsgesetzes

Wien (energate) - Im Wirtschaftsausschuss des Parlaments wurden mehrere Oppositionsanträge im Bereich Energie behandelt. Die Neos forderten die Vorlage des von der Bundesregierung (ÖVP/Grüne) angekündigten Erneuerbaren-Beschleunigungsgesetzes noch vor dem 15. Juli 2023. Eine weitere Verzögerung des Gesetzes sei hinsichtlich der Relevanz für den Wirtschaftsstandort

sowie für die Erreichung der Klimaziele "inakzeptabel", so die liberale Partei. Das Gesetz sieht etwa Verfahrensbeschleunigungen sowie den Abbau von politischen und regulativen Hindernissen beim Erneuerbarenausbau vor und will auch Österreichs Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern minimieren. Die Neos fordern eine einzelne zuständige Stelle für die Genehmigung und Errichtung von Anlagen sowie eine koordinierte überregionale Energieraumplanung. Zudem brauche es mehr Transparenz bei der Anschlussdauer sowie den Kosten und verbindliche Ausbauziele für alle Bundesländer.

"Synergien bei Netzen nutzen"

Zusätzlich wünschen sich die Liberalen eine Flexibilisierung von Netzentgelten und Tarifstrukturen. Auch appellieren die Neos an Klimaschutzministerin Leonore Gewessler (Grüne), eine integrierte, länderübergreifende Infrastrukturplanung zu schaffen. Diese solle unter Berücksichtigung von Landeskompetenzen und in Zusammenarbeit mit anderen Ressorts erarbeitet werden.

Dabei sollen im Zuge des Ausbaus der Energieinfrastruktur Synergien mit anderen Energienetzen wie im Bereich Gas oder Wasserstoff, aber auch mit Glasfaserkabeln oder dem Kanalnetz geschaffen werden. Damit könne laut Neos das Tempo deutlich erhöht werden.

Balkon-PV: FPÖ für Umsatzsteuerbefreiung

Die FPÖ forderte in einem Antrag eine Umsatzsteuerbefreiung für Stromerzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW beträgt. Die Freiheitlichen orten aktuell eine starke Nachfrage bei sogenannten Balkon-PV-Anlagen. Da diese Mini-Kraftwerke aber nicht als Einspeiseanlage gelten und auch keinen Zählpunkt beziehungsweise Netzanschluss aufweisen, gebe es auf Bundesebene keine entsprechenden Fördermöglichkeiten für diese, kritisierte die FPÖ. /af

Von Alexander Fuchssteiner

ENERGIEPREISE

TiwaG gewährt Rabatt bei Neuvertrag

Innsbruck (energate) - TiwaG hat einen neuen Stromliefervertrag mit 80.000 Kunden und Kundinnen abgeschlossen. Der Tiroler Energieversorger gewährt bei allen Neuverträgen bis 30. Juni 2023 einen Rabatt von 2,40 Cent/kWh inklusive Umsatzsteuer.

Dieser ist bis Ende Juni 2024 gültig. Im neuen Vertrag sind innerhalb von zwölf Monaten nur Preissenkungen möglich, jedoch keine Erhöhungen, bestätigte TiwaG-Vertriebsvorstand Thomas Gasser.

Neukalkulation der Preise im Herbst

Die bestehenden Stromlieferverträge führen für 2023 und 2024 zu einer deutlichen Preissteigerung, teilte das Energieunternehmen mit. Das liege an den Allgemeinen Lieferbedingungen für elektrische Energie (ALB), die diesen Verträgen zugrunde liegen. Auf Basis der Lieferbedingungen werden im Juli die Arbeitspreise für das "Produkt Comfort +" auf 25,08 Cent/kWh erhöht.

Für Privathaushalte mit Neuverträgen hingegen würden sich die Gesamtkosten für Strom bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von rund 2.900 kWh durch Bundeszuschüsse nur geringfügig erhöhen, rechnete die Tiwag vor. Für Herbst stellt der Landesenergiewersorger vor Beginn der Heizsaison eine mögliche Strompreissenkung in Aussicht. "Wenn sich die Lage weiter entspannt, ist eine Reduktion und damit Entlastung für die Haushalte realistisch", so Gasser. /imk
Von Irene Mayer-Kilani

FÖRDERUNGEN

Zweiter PV-Fördercall startet mit 45 Mio. Euro

Wien (energate) - Der zweite Call für die PV-Förderung startet am Mittwoch (14. Juni). In dieser Runde vergibt die Ökostromabwicklungsstelle Oemag 45 Mio. Euro. Weitere 50 Mio. Euro stellt der Klima- und Energiefonds zur Verfügung. Nach dem großen Ansturm bei der ersten Förderrunde im März rechnet die Oemag damit, dass die Fördermittel auch diesmal sofort vergeben sind. Wie groß der Andrang tatsächlich sein wird, sei aber derzeit schwer abzuschätzen, sagten die Oemag-Vorstände.

91.000 Anträge abgewickelt

Das gesamte Förderbudget für die Errichtung einer PV-Anlage beläuft sich im laufenden Jahr auf 600 Mio. Euro. 320 Mio. Euro davon sind schon ausgegeben. In der Kategorie A und B bis 20 kW, die für Privathaushalte relevant ist, wurden die Fördermittel von 108 Mio. Euro bereits ausgeschöpft. Die Abwicklungsstelle hat nach eigenen Angaben 31.000 Kleinanträge abgewickelt. Weitere 60.000 Anträge liefen über den Klima- und Energiefonds. In der ersten Runde im März wurden laut Oemag alle privaten Anträge berücksichtigt. Am Mittwoch werde sich zeigen, ob der Rückstau abgearbeitet sei. Wie immer gilt für kleine PV-Anlagen das "First-come-first-served-Prinzip". In der Vergangenheit kam es bei der Antragstellung zu technischen Problemen. Firmennetzwerke mit mehreren Computern, aber nur einer IP-Adresse, zählten nur als ein Antragsteller. Bei zu vielen Klicks wurden alle Computer gesperrt, um private Anträge zu berücksichtigen. Die Oemag empfiehlt daher, den Antrag nicht von einem Firmennetzwerk aus zu stellen. Für heuer sind noch zwei weitere Förderrunden - im September und im Dezember - geplant. /imk

Von Irene Mayer-Kilani

PHOTOVOLTAIK

HG Wien: Doppelverrechnung bei Netzpauschale nicht zulässig

Wien (energate) - Zu den Gebühren für einen Netzanschluss für Photovoltaik liegt ein neues Urteil des Handelsgerichts Wien (HG Wien) vor. Geklagt hatte die Flughafen Wien AG gegen die Wiener Netze. PV Austria spricht von einem "wegweisenden Urteil". Der Streit rund um diese Frage dauere schon Jahre und die rechtliche Situation sei bisher nicht klar gewesen, so der Branchenverband. Allerdings ist diese Entscheidung in erster Instanz

nicht rechtskräftig. Die Wiener Netze haben Berufung angekündigt. Heimische Netzbetreiber haben Stellungnahmen auf Anfrage von energate abgelehnt - mit dem Hinweis auf das laufende Verfahren.

Wiener Flughafen versus Wiener Netze

Auslöser der Klage war ein Konflikt zwischen dem Wiener Flughafen, der Photovoltaik mit 24 MW betreibt, und den Wiener Netzen. Der Flughafen hatte sich geweigert, nach einer bezahlten Anschlussleistung weitere Forderungen zu erfüllen. Der kommunale Netzbetreiber klagte daraufhin die ausstehenden Gebühren ein.

Dem Gerichtsurteil des Handelsgerichts Wien zufolge darf ein Netzbetreiber eine bereits einmal bezahlte Anschlussleistung kein zweites Mal in Rechnung stellen, wenn eine PV-Anlage angeschlossen wird und der Netzanschluss unverändert bleibt. Eine Doppelverrechnung ist dem Gericht zufolge unzulässig.

Weitere Klagen offen

Aktuell behandeln Landesgerichte zwei weitere Fälle zur Verrechnung der Netzzutrittspauschale. Die PV Austria hat das Wiener Urteil ausdrücklich begrüßt. Es sei "ein wichtiger Schritt in Richtung Fairness und Transparenz", so Geschäftsführerin Vera Immitzer. Bei der Berechnung der Netzanschlussgebühren sei die Branche jahrelang "alleine gelassen" worden. Die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG) im Juni 2021 sei bei dieser Frage nicht eindeutig. Das Urteil des HG Wien habe nun "ein Stück weit Klarheit für die Branche gebracht." Allerdings ist noch offen, wie die Urteile zu der Causa in letzter Instanz ausfallen. /pm

Von Peter Martens

FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

ASCR entwickelt Regler für Hybridkraftwerke

Wien (energate) - Das Forschungsprojekt Aspern Smart City Research (ASCR) hat einen Regler für Hybridkraftwerke entwickelt. Gemeinsam mit Wien Energie und Siemens wurde eine Software konzipiert, die Erzeugungseinheiten intelligent steuern und gleichzeitig technische Vorschriften des Netzes erfüllen kann. Der Regler ist aktuell beim Wien-Energie-Hybridkraftwerk "Trumau" im Einsatz, teilte ASCR mit.

"Um Gleichzeitigkeit zu vermeiden, die zu potenziellen Überbelastungen des Netzanschlusses führen könnte, kann der Hybridregler den Kraftwerkspark selbstständig und smart regeln", erklärte Robert Tesch, Leiter des Bereichs Elektrifizierung und Automatisierung bei Siemens Österreich. Ein Hybridkraftwerk erzeugt Energie aus verschiedenen Quellen, wie etwa Solarenergie und Windkraft. Dabei besteht das Kraftwerk aus mehreren Kleinkraftwerken, die jedoch zusätzliche technische Anforderungen mit sich bringen, informierte Alma Kahler, Geschäftsbereichsleiterin Asset Entwicklung und Management bei Wien Energie. Damit ein Kleinkraftwerk ans Netz gehen darf, müsse es denselben technischen Anforderun-

gen wie ein Großkraftwerk entsprechen. Auch sieht die zentrale Netzanschlussstruktur eine individuelle Netzanschlusspflicht für jedes einzelne Kraftwerk vor, was zu erheblichen Infrastrukturkosten führt, so Kahler. Das Hybridkraftwerk Trumau besteht aus fast

18.000 PV-Paneeelen und acht Windrädern. Zusammen erzeugen die Anlagen knapp 28 MW und versorgen damit rund 17.000 Haushalte. Laut ASCR soll der entwickelte Regler künftig auch bei anderen Hybridkraftwerken eingesetzt werden. /af

Profitieren Sie von tiefergehendem Expertenwissen!

Die Add-ons des ener|gate messenger⁺ bieten Ihnen **Hintergrundwissen** und **Inhalte mit besonderem Mehrwert** zu unterschiedlichen Themenschwerpunkten.

Jetzt mehr erfahren!

ener|gate messenger⁺

