

SCHWEIZ

DIGITALISIERUNG

Eaton: Schweiz kämpft um Anschluss bei Digitalisierung von Gebäuden

Le-Mont-sur-Lausanne (energate) - Der Industriekonzern Eaton will weltweit Gebäude zu Energiehubs aufrüsten. Das Umfeld hierzulande erweist sich für das Geschäftsmodell allerdings als schwierig. Das Unternehmen hofft deshalb, dass die Schweiz dem eingeschlagenen Weg der EU folgt. Erstes Beispiel für einen modernen Energiehub bildet das Eaton-Büro in Le-Mont bei Lausanne. Dieses ist nach dem Ansatz "Building as a grid" gestaltet. Es ermöglicht ein Energiemanagement mittels PV-Erzeugung, Ladestationen für E-Fahrzeuge und Batteriespeichern. Der Bedarf von Gebäudeinhabern für dieses Modell sei gross, teilte Cyrille Brisson auf Anfrage von energate mit. Brisson ist Vizepräsident der Abteilung Sales & Marketing in Europa, dem Mittleren Osten und Afrika (EMEA).

Eigentümer wollen Rendite maximieren

Die schnelle technische Entwicklung rege Immobilienbesitzer dazu an, in intelligente Gebäude und insbesondere in das Energiemanagement zu investieren, so Brisson. "Die zunehmende Integration von Elektromobilität, Photovoltaik und Speichersystemen macht ein aktives Management dieser Ressourcen im Gebäude erforderlich, damit die Immobilieneigentümer die Rendite ihrer Investitionen maximieren können", schreibt er gegenüber energate. Durch aktives Management der erzeugten und verbrauchten Energie könnten sie kostspielige Netzanschluss-Upgrades vermeiden und den Wert ihrer Photovoltaikproduktion maximieren.

Die Entwicklung hin zu lokalen Energiegemeinschaften und mehr Energieflexibilität treibe die Digitalisierung im Gebäude und im gesamten Energiesystem weiter voran. Gleichzeitig entwickle sich ein rechtlicher und technischer Rahmen, um den effizienten Austausch digitaler Daten zu unterstützen. Allerdings zählt die Schweiz in dieser Hinsicht nicht zu den Vorreitern, entgegnet Brisson auf Anfrage. Im Gegenteil: Im Vergleich mit anderen Märkten innerhalb EMEA liege sie zurück.

Derzeit sei zwar viel in Bewegung, der Mantelerlass ein Schritt in die richtige Richtung. Dennoch kämpft die Schweiz laut Brisson vorderhand um den Anschluss an die Entwicklung

INHALTSVERZEICHNIS

SCHWEIZ

Eaton: Schweiz kämpft um Anschluss bei Digitalisierung von Gebäuden	1
EU-Kommission will bis Sommer 2024 Kooperationsabkommen mit der Schweiz	2
SSES kritisiert geplante Kürzung von PV-Förderung	2
Landrat streicht Solarpflicht aus Urner Energiegesetz	3

DEUTSCHLAND

Bundestag debattierte über Energieeffizienzgesetz	3
Auf der Suche nach dem smarten Strommarktdesign	3
FNB Gas begrüßt Entgeltregelungen für Wasserstoffnetz	4

EUROPA

E-Flotten: Shell kooperiert mit Fahrzeugbauer	5
Österreich: Erneuerbare kratzen an 150-Prozent-Marke	5

INTERNATIONAL

RWE und Northland Power lösen Nordsee-Joint-Venture auf	5
Terminkontrakte geben weiter nach	6
Gashandel rauscht in den Keller	7

ihrer Nachbarn. "Die derzeit geplanten Anpassungen zielen eher darauf ab, dass die Schweiz im Bereich der Innovation und Digitalisierung in der Energiewirtschaft nicht völlig abgehängt wird", so der Eaton-Manager.

Da es in der EU längst offene Energiemärkte gibt, sei die Digitalisierung in diesen Ländern teilweise stärker ausgeprägt, vor allem im Bereich der Kunden. "Zudem sind in der EU Data Hubs längst etabliert und in Betrieb, während die Schweiz noch keine einheitliche und umfassende Lösung hat", fügt Brisson hinzu.

Beispiel Skandinavien

Die vollständige Einführung von digitalen Zählern würde seiner Meinung nach den Weg zu einer "viel dynamischeren" Preisgestaltung ebnen, wie sie in den fortschrittlichsten Märkten weltweit bereits existiere. "Wie ein zukünftiges dynamisch verwaltetes Netz aussieht, in dem Prosumer von ihren Investitionen profitieren können, indem sie für die Unterstützung des Netzes bezahlt werden, während ihre Rechte in einem offenen und wettbewerbsorientierten Markt sehr gut geschützt sind, können wir am Beispiel des nordischen Netzes sehen", so Brisson.

In Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark berechnen Versorger den Strompreis halbstündlich. Die Daten fließen weiter an die intelligenten Zähler. Das helfe Verbrauchern, möglichst profitable Entscheidungen zu treffen.

"Fit for 55" auch für Schweiz sinnvoll

Brisson empfiehlt, dass die Schweiz grundsätzlich die Rahmenbedingungen der Europäischen Union nachzeichnet. "Generell würde die Schweiz davon profitieren, wenn sie dem Weg der EU in Bezug auf Fit for 55 folgen würde", führt er gegenüber energate aus. Dies beinhaltet eine Beschleunigung der Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz und der Renovierungsrate, den Einsatz von erneuerbaren Energien und intelligentem Laden sowie die Integration von flexiblen Anlagen zur Unterstützung flexibler Netze./yb

ENERGIEPOLITIK

EU-Kommission will bis Sommer 2024 Kooperationsabkommen mit der Schweiz

Brüssel (energate) - Die EU-Kommission führt derzeit Sondierungsgespräche mit der Schweiz über ein Kooperationsabkommen. Nachdem die Verhandlungen lange stillstanden, will Brüssel sie nun schnell vorantreiben. Auf einer Konferenz der baden-württembergischen EU-Landesvertretung in Brüssel über die künftigen EU-Schweiz-Beziehungen äußerte sich Juraj Nociar, der Chef des Kabinetts von EU-Kommissions-Vizepräsident Maros Sefcovic, zuversichtlich, die Verhandlungen bis Sommer 2024 abschließen zu können. Es sei aber höchste Zeit, damit anzufangen. Aufgrund der Wahlen in der Schweiz im Oktober 2023 und den Europa-Wahlen im Mai 2024 schliesst sich das momentan günstige Zeitfenster für die Aufnahme und den Abschluss von Verhandlungen.

EU-Kommission benötigt Verhandlungsmandat

Im Mai 2021 hatte die Schweizer Regierung die Verhandlungen über ein bilaterales Rahmenabkommen platzen lassen, weil sie darauf beharrte, Streitfragen zu entsendeten Arbeitnehmern, Staatsbeihilfen und der Personenfreizügigkeit aus dem Abkommen zu nehmen. Dies lehnte die EU-Kommission aber ab. Damit konnte auch kein bilaterales Stromabkommen mit der Schweiz abgeschlossen werden. Deshalb kann die Schweiz zurzeit nicht am Strombinnenmarkt teilnehmen, obwohl ihre geografische Lage im Herzen Europas sie zu einer Drehscheibe für den Strom macht. Sie hat 41 Verbindungspunkte zu ihren Nachbarn - mehr als jedes andere Land auf der Welt - und ist ein wichtiges Transitland, insbesondere für Italien. Der Strom, der jedes Jahr durch das Schweizer Stromnetz fließt, übersteigt ihren Landesverbrauch. Für die neuen Verhandlungen braucht die EU-Kommission indes ein

neues Verhandlungsmandat von den EU-Regierungen. Nociar rechnet damit, dies bis zu den eidgenössischen Wahlen zu bekommen. "Alle nationalen Regierungen der EU unterstützen die EU-Kommission in ihrem Bemühen, alles zu versuchen, ein Rahmenabkommen mit der Schweiz zu schliessen. Alle wollen eine Lösung", hatte der für interinstitutionelle Beziehungen zuständige EU-Kommissions-Vizepräsident Maros Sefcovic nach der Tagung der 27 EU-Europaminister im April 2021 gesagt.

Transparenz soll Vertrauen in der Schweiz stärken

Der österreichische EU-Abgeordnete Lukas Mandl (EVP) vom Ausschuss des EU-Parlaments für Auswärtige Beziehungen (AFET) möchte der EU-Kommission derweil mit seinem Initiativbericht über die EU-Schweiz-Beziehungen Impulse geben. "Beide Seiten sollten ausloten, was geht und nicht mehr, was nicht geht", sagte er auf der Konferenz. "Wenn wir nichts tun, wird es für beide Seiten schlechter", warnte er. Durch mehr Transparenz sollte das in der Schweizer Bevölkerung verloren gegangene Vertrauen zurückgewonnen werden. Es müsse deutlich gemacht werden, dass die EU die Schweiz nicht übervorteilen wolle. Auch müssten neben den wirtschaftlichen Aspekten die geopolitischen wegen des Ukraine-Kriegs berücksichtigt werden. Letzteres will die EU-Kommission aber nicht. "Wir konzentrieren uns bei den Verhandlungen auf den Binnenmarkt", stellte Nociar klar.

Der Schweizer Bundesrat will bis Ende Juni "Eckwerte" für ein Verhandlungsmandat mit der EU-Kommission erarbeiten. Dabei gehe es darum abzustecken, was Gegenstand der Verhandlungen sein soll, sagte Rita Adam, Botschafterin und Leiterin der Mission der Schweiz bei der EU. "Wir wollen die Sache künftig etwas anders angehen." Sie äusserte die Hoffnung, weitere Schritte im Hinblick auf eine Lösung unternehmen zu können, wandte aber ein, noch keine gefunden zu haben, die in einer Volksabstimmung bestehen könne. /rl

SOLARENERGIE

SSES kritisiert geplante Kürzung von PV-Förderung

Bern (energate) - Die Fördergelder für kleine PV-Anlagen sollen gekürzt werden. Das sieht die revidierte Energieförderungsverordnung vor, die derzeit in der Vernehmlassung ist. Die Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie (SSES) ist über die Pläne schockiert, wie sie in einer Stellungnahme schreibt. Ab dem 1. April 2024 soll es keinen Grundbeitrag für PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu fünf kW mehr geben. Bisher beträgt er 200 Franken. Zugleich soll der Leistungsbeitrag für Anlagen mit einer Leistung unter 30 kW für integrierte PV-Panels von 440 auf 420 und für angebaute sowie freistehende Panels von 400 auf 380 Franken gesenkt werden. Dadurch wolle man einen Anreiz setzen, "dass möglichst die ganze zur Verfügung stehende Dach- oder Fassadenfläche genutzt wird und so grössere

Anlagen realisiert werden", heisst es im erläuternden Bericht zur Verordnungsrevision des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (Uvek).

SSES setzt sich für "fairen Einspeisepreis" ein

Durch die geplanten Änderungen sinke nämlich die Gesamtvergütung für kleinere und somit teurere Anlagen im Verhältnis stärker als für grössere Anlagen, schreibt das Uvek. So sei der Betrieb grösserer Anlagen im Vergleich finanziell attraktiver. Weiter reagiere man mit der Kürzung des Leistungsbeitrags für angebaute und freistehende Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW von 270 auf 250 Franken "auf die grosse Dynamik des Zubaus in diesem Segment". Der SSES ist vor allem die Streichung des Grundbeitrags für kleine PV-Anlagen ein Dorn im Auge, wie sie in einer Stellungnahme an das Bundesamt für Energie (BFE) schreibt. Sie habe sich immer für eine maximale Nutzung von Dächern für PV-Anlagen eingesetzt, so die Vereinigung. Um dies zu erreichen, müssten aber nicht die Subventionen für kleine Flächen abgeschafft werden, sondern "es muss einfach ein fairer Einspeisepreis für die erzeugte Energie gewährleistet werden, der über die Amortisationsdauer der Anlage festgelegt wird." Die geplante Anpassung im Mantelerlass in Form einer Mindestvergütung sei dabei ein Schritt in die richtige Richtung.

Die SSES bezieht auch Stellung zur Revision der Energieverordnung, die sich ebenfalls in der Vernehmlassung befindet. Sie befürworte die dabei vorgesehene Einführung einer Mindestdauer von einem Monat für den Wechsel von einem Netzbetreiber zu einem anderen Käufer der erzeugten Energie. "Wir sind jedoch der Ansicht, dass die vorgesehene Frist viel zu kurz ist. Denn ist der Marktpreis unattraktiv, wechselt man zum Grundversorger. Ist er gut, wechselt man zum privaten Markt", schreibt die SSES. Dies schwäche die Versorgungssicherheit. Deshalb fordert die Solarvereinigung längere Wechselfristen. Zudem müsse sichergestellt sein, dass diese Frist nicht für den ersten Anschluss einer Solaranlage gilt, sondern für jegliche Anlagentypen. /mj

ENERGIEPOLITIK

Landrat streicht Solarpflicht aus Urner Energiegesetz

Altdorf (energate) - Der Urner Landrat hat die Pflicht zur Installation einer Solaranlage auf Neubauten und bei eingreifenden Dachsanierungen auf Antrag der SVP aus dem Energiegesetz gestrichen. Stattdessen soll der Regierungsrat in einer Verordnung die Nutzung der Sonnenenergie regeln. Dies berichten verschiedene Medien unter Berufung auf eine Agenturmeldung. Unbestritten sei es hingegen gewesen, dass Neubauten ihren Energiebedarf für Heizung und Warmwasser künftig ohne fossile Energieträger decken müssen. Ebenfalls keinen Eingang ins neue Energiegesetz fand eine Bestimmung, wonach Elektrowiderstandsheizungen mit einer Frist von 15 Jahren ersetzt werden müssen. Auch dagegen wehrte sich die SVP den Angaben nach erfolgreich. /mg

DEUTSCHLAND

ERSTE LESUNG

Bundestag debattierte über Energieeffizienzgesetz

Berlin (energate) - Die Regierung will Behörden, Unternehmen und Rechenzentren zu größeren Energieeinsparungen verpflichten. Der Bundestag hat nun erstmals über den Gesetzentwurf zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes beraten. Im Anschluss an die Aussprache wurde die Vorlage in den Ausschuss für Klimaschutz und Energie überwiesen. Der Gesetzentwurf sieht Energieeffizienzziele sowohl für den Primärenergieverbrauch als auch für den Endenergieverbrauch in Deutschland vor. So will die Ampel-Koalition den deutschen Energieverbrauch bis 2030 um rund ein Viertel senken. Dies bezeichnete die CDU-Abgeordnete Maria-Lena Weiss im Bundestag als "vollkommen unrealistisch" und als "Wachstumskiller". Die Bundesregierung eile der EU im blinden Gehorsam voraus und übererfülle deren Richtlinienvorschlag.

Der SPD-Abgeordnete Timon Gremmels verwies darauf, dass mit dem Gesetz auch eine Vorgabe aus dem Klimaschutzgesetz der großen Koalition umgesetzt werde. Die Grünen-Abgeordnete Katrin Uhlig betonte die Rolle der Energieeffizienz für die Energiewende und für den Klimaschutz sowie für die Planungssicherheit der Unternehmen. Der energiepolitische Sprecher der FDP-Fraktion, Michael Kruse, erklärte noch einmal, dass mit dem Energieeffizienzgesetz übergeordnetes europäisches Recht in Deutschland umgesetzt werde. Gleichwohl seien Verbesserungen erforderlich: Das Gesetz müsse mehr Nutzen stiften, als es Kosten verursache.

Deneff sieht Chance für die Wirtschaft

Die Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (Deneff) sieht im Energieeffizienzgesetz eine Chance für die Wirtschaft. Infolge der Energiepreiskrise werde es noch dringender, Energie deutlich produktiver zu nutzen - auch, damit Deutschland wirtschaftlich international Anschluss halten könne. "Deutschland hat wie kein anderes Land die Chance, Euros für Energieimporte in Investitionen zur Energieeinsparung umzulenken", sagte Christian Noll, geschäftsführender Vorstand der Deneff, laut Mitteilung. Auch sei Deutschland ein Hotspot für die Produktion und Know-how in Sachen Energieeffizienz. Dies gelte es nun umzusetzen. /ck

ERNEUERBARENAUSBAU

Auf der Suche nach dem smarten Strommarktdesign

Berlin/Essen (energate) - Aktuell laufen die Arbeiten an einem auf Erneuerbare ausgerichteten Strommarktdesign. Die sogenannten zweiseitigen Differenzverträge gelten darin als gesetzt. Politisch wird anstelle eines "Obs" eigentlich nur noch ein "Wie" diskutiert. In diesem "Wie" stecken viele Risi-

ken für die Erneuerbarenbranche. Sie fürchtet, dass das neue Förderregime den Markt für Power Purchase Agreements (PPAs) torpedieren könnte.

Neben dem sicheren geförderten Ausbau sind Investitionen in Erneuerbare über den freien Markt wichtig für zusätzliche Investitionen, etwa aus der Industrie. Der Strommarkt funktioniert, bekräftigt Robert Busch, Geschäftsführer des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE), gegenüber energate. In den vergangenen Jahren habe es deutliche Fortschritte beim marktlichen Ausbau erneuerbarer Energien gegeben, fügt er hinzu. Doch: Kapazitätsmärkte und Contracts for Difference würden den marktlichen Ausbau erneuerbarer Energien aus seiner Sicht verzögern und verteuern. "Wir brauchen einen schnellen weiteren marktlichen Hochlauf für PPAs, anstatt einen Teil dieses Markts durch CfDs zu zerstören und damit die Terminmärkte zu beschädigen", fordert Busch.

Wirtschaftsministerium will förderfreien Zubau

In der am 23. Mai in Berlin präsentierten Strategie für die Windenergie an Land wird die Rolle des förderfreien Ausbaus der erneuerbaren Energien gestärkt. Die Bundesregierung setze auf einen zunehmend marktgetriebenen Zubau und werde deshalb an Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für direkte grüne Stromlieferverträge arbeiten, heißt es darin. Das Wirtschaftsministerium, welches über die Plattform Klimaneutrales Stromsystem mit vielen Akteuren im Austausch steht, ist sich des möglichen Konflikts zwischen CfDs und PPAs bewusst. Es gelte, "smarte" Differenzverträge zu designen, erklärte Andre Poschmann, Leiter der Unterabteilung "Grundsatz Strom und Europäische Energiewende", kürzlich in Berlin.

Die Liquidität am Markt erhalten

Was es dabei zu beachten gilt, teilt Fabian Huneke von der Beratung Energy Brainpool in drei verschiedene Cluster. Zum einen müssen CfDs so gestaltet sein, dass die Liquidität im PPA-Markt weiterhin hoch bleibt. Eine Möglichkeit wären anteilige Differenzverträge. Bei einem Windpark von 80 MW würden zum Beispiel 50 MW in die CfD-Auktion gehen und der Rest im freien Markt vermarktet werden, erklärt Huneke. Eine Alternative wäre der polnische Weg: Statt einer Leistung bringen Betreiber Strommengen in die Auktionen ein. Die Betreiber bräuchten dann automatisch einen Puffer für Jahre, in denen das Wetter nicht in ihrem Sinne mitspielt. Restmengen in windstarken Jahren wären für den Markt.

Weitere Ideen für ein künftiges "smarter" Design wären kürzere Laufzeiten für CfDs oder Laufzeiten, die erst einige Jahre nachdem der Windpark ans Netz kommt beginnen. Die ersten Jahre einer neuen Anlage seien relativ leicht zu vermarkten. "Je weiter wir uns in die Zukunft bewegen, desto weniger liquide wird der Markt", argumentiert Huneke. Die Laufzeit von zwanzig Jahren wie aktuell bei einer EEG-Förderung stünde aus seiner Sicht zur Disposition. Kurze Laufzeiten

bringen Anteile einer Anlage in den liberalisierten Strommarkt, sagt Huneke. Zweitens werde viel davon abhängen, welche Qualität der Grünstrom über CfDs im Vergleich zu dem von PPAs haben wird. Unternehmen achten schließlich auf ihr Nachhaltigkeits-Rating. Und drittens müssten bestimmte Risiken bei den Investoren und Anlagenbetreibern bleiben. Es dürfe keine Finanzierung als "Rundum-sorglos-Paket" mit einem CfD geben, stellt Huneke klar.

Mehr Planbarkeit für Unternehmen

Große Player hoffen durch die zweiseitigen Differenzverträge auf genau das - oder zumindest eine Erleichterung bei den Risiken. Der Energiekonzern RWE macht sich bereits seit längerem für Differenzverträge stark. Aus Sicht von RWE sei ein klar nach oben begrenzter Strompreis besser zu managen als ein überraschender Markteingriff. Investitionen würden dadurch sicherer und planbarer. Hohe Gewinne - wie während der Energiekrise - wären bei geförderten Anlagen hingegen ausgeschlossen. Das ist auch der Europäischen Kommission wichtig. Nach den von ihr vorgeschlagenen Reformen für das Strommarktdesign sollen die Länder die über Differenzverträge eingenommenen Gelder bei hohen Marktpreisen dafür nutzen, Industrie und Haushalte zu entlasten./kj

ENWG-NOVELLE

FNB Gas begrüßt Entgeltregelungen für Wasserstoffnetz

Berlin (energate) - Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas begrüßt die Vorschläge der Bundesregierung zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes. Die mit dem Entwurf der EnWG-Novelle vorgelegten Regelungen seien ein zentraler Schritt für den Aufbau einer bundesweiten Wasserstoffinfrastruktur, heißt es in einem Pressestatement des Verbandes. Die Betreiber der Ferngasnetze sollen laut EnWG-Novelle das Wasserstoff-Kernnetz in den kommenden Monaten modellieren. Die Novelle schaffe dafür die nötigen kartellrechtlichen und planungsrechtlichen Voraussetzungen, erklärte Barbara Fischer, Geschäftsführerin des FNB Gas. Die Netzbetreiber würden jetzt "mit Hochdruck" an der Modellierung des Kernnetzes arbeiten, damit die Realisierung noch in diesem Jahr starten kann.

Die aktuellen Vorschläge im Gesetzentwurf adressieren laut FNB Gas bereits wichtige Fragen der Finanzierung des Kernnetzes. So sollen deutschlandweit einheitliche Netzentgelte für alle Transportkunden gleiche Zugangsbedingungen sichern. Zudem ist eine Deckelung der Entgelte vorgesehen, um eine zu hohe Belastung der am Anfang noch geringen Zahl von Ankerkunden zu verhindern. Prohibitiv hohe Netzentgelte stehen aus Sicht des FNB Gas einem Markthochlauf von Wasserstoff entgegen.

Der Verband begrüßt auch, dass das Bundeswirtschaftsministerium angekündigt hat, bis Ende des Jahres in einer zweiten Stufe eine umfassende Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung

im EnWG zu verankern. Daneben seien aber zahlreiche Fragen noch ungeklärt. "Wichtig ist es, dass wir bis zur Bestätigung des Kernnetzes auch ein kapitalmarktfähiges Finanzierungsmodell vorliegen haben, das es den Netzbetreibern ermöglicht, die Vorfinanzierung zum Aufbau des Kernnetzes zu stemmen", erläuterte Thomas Gößmann, Vorstandsvorsitzender des FNB Gas./tc

EUROPA

+++ KURZ NOTIERT +++

E-Flotten: Shell kooperiert mit Fahrzeugbauer

Amsterdam (energate) - Shell will Kunden in der DACH-Region den Umstieg auf einen elektrischen Fuhrpark weiter vereinfachen. Dazu kooperiert die Konzerntochter Shell Recharge Solutions jetzt mit dem Nutzfahrzeughersteller Iveco. Die Partner bieten künftig ein Komplettpaket aus Ladetechnik und zunächst leichten, in Zukunft auch schweren elektrischen Nutzfahrzeugen an. Shell übernimmt dabei Bau und Betrieb der Ladeinfrastruktur. Eine entsprechende Vereinbarung unterzeichneten beide am 24. Mai./dz

ENERGIEERZEUGUNG

Österreich: Erneuerbare kratzen an 150-Prozent-Marke

Wien (energate) - Das Maiwetter lässt den Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung in Österreich wieder auf Werte knapp unter 100 Prozent steigen. Im Verhältnis zum Verbrauch hierzulande erreichen sie bereits knapp 150 Prozent. Die gute Erzeugung mit Erneuerbaren mache bilanziell täglich Stromexporte möglich, berichtet Übertragungsnetzbetreiber APG. Die höchsten Exportmengen gehen in die Schweiz und nach Deutschland. Daten des Bilanzgruppenkoordinators APCS zeigen aber auch, dass Österreich weiterhin Strom auch mit Gaskraftwerken erzeugen muss und Strom importiert. Die Importe stammen größtenteils aus Nachbarländern, deren Strommix bis etwa zur Hälfte aus Atomstrom besteht.

Erneuerbare bilanziell weit über dem Verbrauch

Die Stromerzeugung mit Erneuerbaren lag laut APG in der Kalenderwoche 20 bei 165 GWh pro Tag. Einen Spitzenwert in der Erzeugung brachte in der Woche der 17. Mai, ein Mittwoch, mit knapp 190 GWh aus Erneuerbaren. Neben der Wasserkraft mit 110 GWh hatte an diesem Tag die Windkraft mit knapp 70 GWh einen ungewöhnlich hohen Anteil an der Erzeugung.

Erneuerbare hatten laut Bilanzgruppenkoordinator APCS Mitte Mai Anteile zwischen 90 und 99 Prozent an der Stromerzeugung insgesamt. Die Erneuerbareenerzeugung im Verhältnis zum Verbrauch ergab zuletzt Werte zwischen 108 und über 140 Prozent. Einen Spitzenwert erreichte die Erzeugung mit Erneuerbaren zu-

letzt am 21. Juni, einem Sonntag, mit 148 Prozent im Verhältnis zum Verbrauch hierzulande. In der laufenden Kalenderwoche 21 setzt sich dieser Trend fort. Stromexporte waren zuletzt bilanziell täglich möglich, so die APG. Am 22. Mai, einem Montag, gingen beispielsweise große Mengen in die Schweiz mit knapp 20 GWh sowie nach Deutschland mit 17 GWh.

Allerdings importiert Österreich derzeit auch viel Strom, und zwar vor allem aus östlicher Richtung. In der vergangenen Woche machten die Stromimporte rund 40 GWh pro Tag aus. Am 22. Mai floss die Elektrizität vor allem aus den Netzen Tschechiens mit 4,4 GWh, aus Ungarn kamen 4,1 GWh und aus Slowenien 5,3 GWh. Obwohl auch vergleichbare Strommengen in die umgekehrte Richtung geflossen sind, zeigen die Daten, dass an diesem Tag in diesen drei Ländern der Atomstrom knapp 50 Prozent an der Stromerzeugung ausgemacht hat. Grundsätzlich überwiegen in Österreich von Mai bis August die Stromexporte, im restlichen Jahr die Importe.

Stromverbrauch unter langjährigem Durchschnitt

Der Erzeugung gegenüber steht ein Verbrauch von aktuell etwa 143 GWh pro Tag. Allgemein liegt der Stromverbrauch in diesen Wochen nach Angaben des Energieministeriums um etwa sechs Prozent unter dem langjährigen Durchschnitt vor Beginn der Energiekrise.

Gasspeicher: Füllstände weit über früheren Werten

Die aktuelle Verfügbarkeit der heimischen Gaskraftwerke beziffert die APG mit 74 Prozent und die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Stromleitungen mit rund 91 Prozent. Bei den Gasspeichern in Österreich meldet der europäische Branchenverband GIE einen Füllstand von 66 Prozent. Der österreichische Bilanzgruppenkoordinator für Gas, AGCS, meldet hier gut 73 Prozent. Die Gasspeicher seien damit um mehr als 70 Prozent besser als im Vorjahr und über 50 Prozent besser als im Mai des Jahres 2021 gefüllt, so AGCS. Sowohl die OMV als auch RAG und Uniper Energy Storage speichern aktuell Gas ein. Auch der zum deutschen Gaskonzern Sefo gehörende Speichervermarkter Astora befüllt aktuell seine Anlagen hierzulande./pm

INTERNATIONAL

OFFSHORE-WINDKRAFT

RWE und Northland Power lösen Nordsee-Joint-Venture auf

Essen (energate) - RWE ist fortan Alleineigner mehrerer Nordsee-Windparkvorhaben, die bis Ende des Jahrzehnts in Betrieb gehen sollen. Es geht um den sogenannten Nordseecluster, vier Windparks mit insgesamt bis zu 1.600 MW Kapazität, die die Essener bislang im Joint Venture mit dem kanadischen Projektierer Northland Power realisiert haben.

Das erst vor knapp einem Jahr dazu gegründete Gemeinschaftsunternehmen wird sich nun wieder trennen, gaben die beiden Unternehmen bekannt. Für 35 Mio. Euro verkaufen die Kanadier ihre Anteile daran, 49 Prozent, demnach an RWE. "Wir wollen noch mehr", erklärte Sven Utermöhlen, CEO der Offshore-Windkraftsparte von RWE, mit Blick auf die Marktanteile am Offshore-Windkraftmarkt in Deutschland. Der Konzern werde "daher auch an den deutschen Offshore-Windauktionen im Sommer dieses Jahres teilnehmen", bekräftigte er.

Von der bereits vollzogenen Transaktion mit Northland Power zum Nordseecluster erhofft sich RWE Synergieeffekte bei der weiteren Realisierung und dem späteren Betrieb der Windparks. Ferner gehe es darum, den Offshore-Windstrom für das Geschäft mit Industriekunden zu nutzen, so RWE. Entstehen sollen die Anlagen allesamt in der Deutschen Bucht, in 50 Kilometern Entfernung von Juist - nördlich dieser Insel. Bauen will RWE in zwei Phasen, sodass der erste Teil des Clusters 2027 in Betrieb gehen könnte. Vollständig laufen sollen die Windparks dann 2029.

Northland Power: Cluster büßt absehbar Rentabilität ein

Northland Power erwartet seinerseits, dass der Bau des Nordseeclusters im gegenwärtigen Marktumfeld absehbar teurer wird. Weil dies sich nur teilweise durch ebenfalls steigende Einnahmen kompensieren lasse, entschied sich der Konzern, die Priorität im Offshore-Projektgeschäft aktuell auf Vorhaben mit anderen Partnern in Thailand, Polen und Schottland zu legen, begründeten die Kanadier den Ausstieg aus dem Joint Venture. In Polen geht es um das 1.200-MW-Vorhaben Baltic Power, das ab 2024 gebaut werden soll. In Thailand treiben die Kanadier ebenfalls ein 1.200-MW-Projekt voran. Vor der Küste Schottlands ist Northland Power Miteigner von drei Vorhaben, die zusammen auf 2.300 MW kommen.

Bei einem anderen gemeinschaftlichen Nordsee-Windkraft-Projekt nahe des Nordseeclusters allerdings bleiben Northland Power und RWE unterdessen Partner, dem deutlich kleineren Windpark Nordsee One. Dieser Park mit 332 MW aus 54 Windrädern ist seit 2017 in Betrieb. /pa

MARKTBERICHT STROM VOM 19.05. BIS 25.05.2023

Terminkontrakte geben weiter nach

Essen (energate) - Die Preisbewegung im Terminhandel kannte in dieser Handelswoche nur eine Richtung - nach unten. Im Frontjahr-Kontrakt hat der Preis eine wichtige psychologische Marke durchbrochen und beflügelt "bearische Fantasien" von manchen Marktteilnehmern.

Der Day-Ahead-Kontrakt für den vergangenen Freitag erreichte einen Preis von 86,73 Euro/MWh. Für Montag gab der Kontrakt deutlich auf 46,81 Euro/MWh nach. Für Dienstag erholte sich der Kontrakt auf 72,79 Euro/MWh und

erreichte am Mittwoch sein bisheriges Wochenhoch von 102,27 Euro/MWh. Für Donnerstag notierte der Day-Ahead-Kontrakt bei 81,65 Euro/MWh und gab für Freitag dann auf 69,98 Euro/MWh nach.

Sonnige Aussichten für die kommende Woche

Die unter dem Strich bewegte Handelswoche im Spothandel begründen die Marktteilnehmer mit einer volatilen Erneuerbareneinspeisung. Während die Windkrafteinspeisung mit 30.000 MW einen soliden Beitrag leistete, steuerte die Solarenergie für diese Jahreszeit bescheidene 24.000 MW bei. Das soll sich in der kommenden Woche ändern: Die Prognosen sagen bereits seit dem Wochenende starke 40.000 MW im Peak bei den Solarwerten bei geringer Windeinspeisung von maximal 16.000 MW voraus.

Gaspreis drückt Strom-Langfristkontrakte

Während die Kurzfristkontrakte vor allem unter dem Einfluss der Erneuerbareneinspeisung standen und nur teilweise unter dem Druck aus dem Gasmarkt, sorgt am langen Ende vor allem der bearische Gaspreis für die stärksten Impulse. "Die deutschen Speicher sind zu 72 Prozent gefüllt, die Temperaturen steigen", so ein Marktteilnehmer. Hinzu kommt die schwächelnde deutsche Wirtschaft: Der Ifo-Index weist bereits zum zweiten Quartal in Folge eine negative Entwicklung aus. Der Gaspreis für das TTF-Jahresband 2024 bewege sich derzeit unter der psychologisch wichtigen Marke von 50 Euro/MWh. Angesichts der schwächelnden Wirtschaft seien aktuell keine bullischen Signale zu erwarten, ein weiterer Preisverfall sei damit "nur logisch".

Der Frontmonat-Kontrakt verabschiedete sich am vergangenen Freitag bei 88,15 Euro/MWh ins Handelswochenende. An diesen Wert konnte der Juni-Kontrakt im Laufe der aktuellen Woche nicht mehr anknüpfen. Auf 85,70 Euro/MWh am Montag folgte ein Rückgang auf 84,15 Euro/MWh am Dienstag. Am Mittwoch und am Donnerstagnachmittag ging es entsprechend auf 82,84 Euro/MWh und 79,40 Euro/MWh herunter. Auf Wochensicht hat der Kontrakt damit fast neun Euro eingebüßt. Das Quartalsprodukt Q3/23 legte in der aktuellen Handelswoche eine ähnliche Performance hin. Nachdem der Kontrakt am vergangenen Freitag 96,30 Euro/MWh erreichte, ging es für ihn kontinuierlich abwärts auf zuletzt 88,95 Euro/MWh am Donnerstagnachmittag. Das entspricht einem Rückgang im Wochenvergleich um 7,35 Euro.

Cal 24 durchbricht psychologisch wichtige Marke

Das Jahresband 2024 notierte am vergangenen Freitag bei 137,70 Euro/MWh. Nachdem der Kontrakt am Montag dann bei 133,94 Euro/MWh gehandelt wurde, gab es am Dienstag ein kurzes Aufbäumen auf 136,10 Euro/MWh. Der Mittwoch drehte den Kontrakt dann wieder in den bearischen Trend zurück: 133,87 Euro/MWh. Am Donnerstagnachmittag notierte der Cal 24 dann bei 129,50 Euro/MWh. "Dieser Wert unter der Marke

von 130 Euro/MWh hat eine enorme Signalwirkung für den Markt", so der Marktteilnehmer weiter. Das bedeute, dass in den kommenden Tagen mit einem weiteren Rückgang zu rechnen sei. Auch im Kontrakt Cal 25 gab der Preis deutlich nach. Nach 125 Euro/MWh am vergangenen Freitag ging es abwärts auf zuletzt 115,49 Euro/MWh./am

MARKTBERICHT GAS VOM 19.05. BIS 25.05.2023

Gashandel rauscht in den Keller

Essen (energate) - Der Gashandel befindet sich weiterhin im Abwärtsmodus. Ende vergangener Woche wurde die psychologisch wichtige 30-Euro-Marke gerissen, zuletzt stürzte der Frontmonat auf 25,80 Euro/MWh ab. So günstig war Erdgas seit dem Sommer 2021 nicht mehr.

Auch der Start von Wartungsarbeiten in Norwegen am Dienstag konnte daran nichts ändern. "Im Moment fehlt mir die Fantasie, was aktuell Druck in die Preise bringen könnte", ordnete ein Marktteilnehmer ein. Inzwischen spekulierten einzelne Händler sogar darüber, ob der Spotmarkt wieder den einstelligen Bereich erreichen könnte. Gleichzeitig wird am Ende der Kurve wegen der Gefahr eines kalten Winters immer noch ordentlich Risikoprämie gezahlt.

Gasspeicher zu über 72 Prozent gefüllt

Gründe für die Entspannung sind eine gute Erneuerbaren-Einspeisung, die den Gasbedarf in Kraftwerken reduziert, und die vergleichsweise hohen Gasspeicherfüllstände. In Deutschland liegt die Quote aktuell bei 72,76 Prozent, in ganz Europa bei über 66 Prozent. Die Versorgungslage ist nach wie vor gut, auch wenn am Dienstag die erste Wartungsphase im Lieferland Norwegen einsetzte. Dadurch verringern sich die Kapazitäten um knapp 160 Mio. Kubikmeter. Der Day-Ahead-Handel an der TTF legte trotzdem

nur 50 Cent auf 28,75 Euro/MWh zu. Da beim LNG-Markt asiatische Käufer weiterhin zurückhaltend sind, kommen mehr LNG-Tanker in Europa an. Spannend wird, ob sich dies in den Sommermonaten ändert, sobald die Erdgasnachfrage zur Kühlung ansteigt.

Mittwoch blieb der Spotmarkt ebenfalls in der Range von 28 bis 28,80 Euro/MWh. Donnerstag testete der Markt weitere Haltemarken nach unten. Vormittags standen Notierungen von 26,50 Euro/MWh auf den Bildschirmen. Auch beim deutschen Handelspunkt THE zeigte sich eine ähnliche Preisbewegung. "Jeden Tag scheint es gefühlt einen halben Euro herunterzugehen", ordnete ein Händler ein.

Jahresvergleich zeigt Entspannung

Beim Frontmonat scheine die "magische 30-Euro-Marke" ebenfalls zu halten, so ein Händler. Der Kontrakt pendelte in den vergangenen Tagen zwischen 28 und 30 Euro/MWh. Am Donnerstag ging es sogar unter die 26-Euro-Marke. Vergangene Woche lag das Hoch noch bei 35 Euro/MWh - ein Rückgang von 14 Prozent. Da scheinen die Notierungen vom Vorjahr bei 99 Euro/MWh (-69 %) wie ein schlechter Traum.

Gashändler warnen indes vor einer trügerischen Ruhe. Für das Gasspeicherziel von 85 Prozent bis zum 1. Oktober müssen noch über 30 TWh eingespeichert werden. Im Moment geben die niedrigen Preise entsprechende Anreize zur Befüllung, durchschnittlich kommen über 800 GWh am Tag hinzu. Klar ist aber auch: Bei einem empfindlich kalten Winter können die deutschen Gasspeicher nicht viel mehr als zwei Wochen überbrücken helfen, sollten Lieferketten abreißen.

Der Spread von Day-Ahead zum Winter 23 und zum Frontjahr ist entsprechend hoch. Bis zu 20 Euro Preisunterschied sind an der Tagesordnung. Am Donnerstagsvormittag notierte das Jahresband 2024 bei 47,50 Euro/MWh an der THE./mt

Weitere Nachrichten und
Marktdaten online unter
www.energate-messenger.ch.

Einfach einloggen und
weiterlesen.

ener|gate
messenger.ch