

TOPMELDUNG

NEUORGANISATION

Energie 360 Grad muss Zürcher Wärmenetze an EWZ abtreten

Zürich (energate) - Der Zürcher Stadtrat hat am 7. Juni bekannt gegeben, dass er die Wärmeversorgung der Stadt Zürich neu organisieren will. Die Neuorganisation sieht unter anderem vor, dass Energie 360 Grad ihre grösseren Energieverbände Altstetten West, Wollishofen und Tiefenbrunnen ans Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ) übertragen wird. Gleichzeitig wird auch Entsorgung & Recycling Zürich (ERZ) den Ausbau und Betrieb seines Fernwärmenetzes an EWZ übergeben. Künftig soll also das EWZ sämtliche grossen Wärmenetze in der Stadt Zürich betreiben. Bisher gibt es auf Stadtgebiet drei städtische Anbieter von Wärmenetzen: Das EWZ und ERZ sind städtische Dienstabteilungen. Die Energie 360 AG gehört zu rund 96 Prozent der Stadt. Weitere Aktionäre sind die Erdgas Regio AG sowie zahlreiche Gemeinden der Region.

Genauere Umsetzung muss noch geregelt werden

Die Neuorganisation begründete die Stadt mit dem Bestreben, die Versorgungssicherheit in der Stadt erhöhen und Synergien in der Wärmeversorgung nutzen zu wollen. Derzeit wird diesbezüglich geprüft, ob die bestehenden Wärmenetze auch physisch untereinander verbunden werden können. Wann genau die Wärmenetze von Energie 360 Grad und ERZ an EWZ übertragen werden, ist derzeit noch offen und Gegenstand anstehender Abklärungen. Ebenso unklar ist derzeit der Wert der betreffenden Wärmenetze und die Art und Weise, wie Energie 360 Grad für ihre Wärmenetze entschädigt werden könnte. Philippe Klein, Leiter Kommunikation beim Departement Industrielle Betriebe der Stadt Zürich, entgegnete auf entsprechende Fragen von energate, dass der Stadtrat vorerst nur einen Richtungsentscheid gefällt habe. Antworten auf diese Fragen soll demnach ein Umsetzungsplan geben, der unter der Leitung von drei Stadträten bis Ende 2023 erarbeitet werden soll. Danach wird der Zürcher Gemeinderat über die Reorganisationspläne befinden.

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

Energie 360 Grad muss Zürcher Wärmenetze an EWZ abtreten 1

✚ SCHWEIZ

Nationalrat will Energieinfrastruktur der Lex Koller unterstellen 2

IWB steigt bei "Solar Alpin Disentis" ein 3

AEW und Renault gehen Systempartnerschaft ein 4

Gas und Strom erreichen kurzfristig Tiefstwerte 4

HSLU bildet "Netto-Null"-Fachkräfte aus 4

✚ DEUTSCHLAND

VSB mit neuer Unternehmensspitze 5

Noch keine Entscheidung zur Verlängerung der Braunkohlereserve 5

Kabinett beschliesst Änderungen an Energiegesetzen 6

Eigenkapitalverzinsung steigt nur für Neuanlagen 6

Fracking könnte zehn Prozent des deutschen Erdgasbedarfs decken 7

🌐 EUROPA

Shell gibt Privatkundenvertrieb in Deutschland auf 8

Verschärfte EU-Batterieverordnung voraussichtlich im Juni 8

🌐 INTERNATIONAL

Nach Preissprung am Montag wieder Entspannung im Gashandel 9

Terminkontrakte leisten zunehmend Widerstand 9

Stadtrat will Beteiligung an Energie 360 Grad reduzieren

Da sich der Tätigkeitsschwerpunkt von Energie 360 Grad im Zuge der Abgabe der grösseren Zürcher Wärmenetze künftig noch stärker auf Aktivitäten ausserhalb der Stadt verlagert, will der Stadtrat dem Unternehmen neue Perspektiven bieten. "Um hier mehr Handlungsfreiheit zu gewinnen, soll die Kompetenz des Stadtrats zur Veräusserung von Anteilen dieses Unternehmens ausgedehnt werden", teilte die Stadt Zürich mit. Energie 360 Grad wurde diesbezüglich konkreter: "Der Stadtrat strebt an, den Aktienanteil der Stadt Zürich an Energie 360 Grad zu reduzieren", schreibt die Energieversorgerin in einer Mitteilung. Und weiter: "Dieser Schritt ist folgerichtig." Die Chance, sich zukünftig noch stärker als gesamtschweizerisch tätiges Unternehmen zu positionieren, werde man wahrnehmen, so Energie 360 Grad.

Von den städtischen Plänen nicht betroffen sind die übrigen Dienstleistungen und Angebote von Energie 360 Grad. So wird das Unternehmen in der Stadt Zürich weiterhin Gemeinschaftsanschlüsse, integrale Energielösungen, den Energieverbund Lengg sowie kleinere Energieverbünde realisieren. Auch das Gasnetz verbleibt im gesamten Versorgungsgebiet bei Energie 360 Grad. Es ist zudem nicht vorgesehen, dass das Unternehmen Mitarbeitende abgibt. Der Energieverbund Tiefenbrunnen ist bereits im Bau. Altstetten West und Wollishofen sind noch in der Phase der Projektierung. /mg

SCHWEIZ

ENERGIEPOLITIK

Nationalrat will Energieinfrastruktur der Lex Koller unterstellen

Bern (energate) - Schweizer Wasserkraftwerke, Strom- sowie Gasnetze sollen besser vor ausländischer Einflussnahme geschützt werden. Der Nationalrat hat sich für eine entsprechende Änderung des Gesetzes über den Erwerb von Grundstücken durch Personen im Ausland (Lex Koller) ausgesprochen. Dies gegen den Willen des Bundesrats, der den von der nationalrätlichen Energiekommission (Urek-N) ausgearbeiteten Entwurf für eine Gesetzesänderung zur Ablehnung empfohlen hatte. Die vorgeschlagene Änderung geht auf eine Initiative von Nationalrätin Jacqueline Badran (SP/Zürich) zurück, die forderte, den Verkauf kritischer Energieinfrastruktur an Personen im Ausland im Sinne der Lex Koller grundsätzlich auszuschliessen.

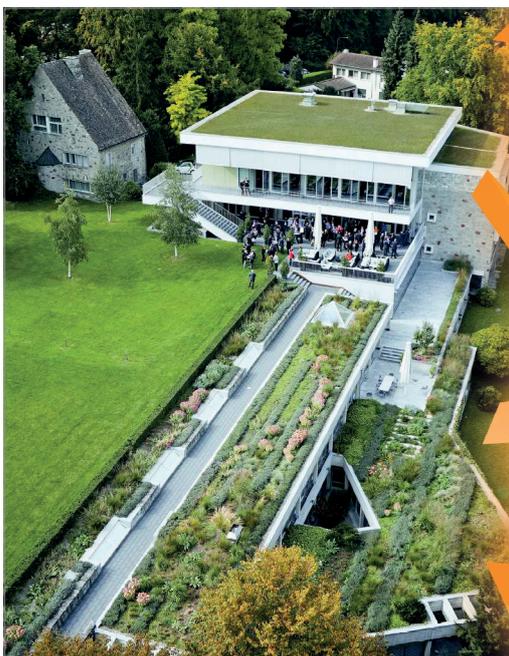
Bundesrat: "Wichtige Energieinfrastrukturen bereits im Staatsbesitz"

Der Bundesrat hielt dem in einer Stellungnahme entgegen, dass sich die Lex Koller für das Ziel der Initiative nicht eigne. Denn das Gesetz reguliere einzig den Kauf von Grundstücken, um den Ausverkauf des Bodens zu verhindern. Durch die vorgesehene Anpassung würden zwei unterschiedliche Bewilligungsverfahren mit verschiedenen Zielen eingeführt, so die Regierung. Im Nationalrat betonte denn auch Bundesrätin und Justizministerin Elisabeth Baume-Schneider, die Änderung der Lex Koller würde in der Umsetzung schwierig. Es müssten zahlreiche Ausnahmen vorgesehen werden.

Die Regierung hatte auch erklärt, die bestehenden Gesetze böten genug Schutz vor ausländischer Einflussnahme. Zudem befänden sich die wichtigsten Energieinfrastrukturen des Landes ohnehin im Besitz von Bund, Kantonen und Gemeinden. Dem pflichteten im Nationalrat Sprecher der Mitte- und der GLP-Fraktion bei. Sie kritisierten die Vorlage scharf und wiesen darauf hin, dass bereits Alternativen auf dem Tisch lägen, die besser konzipiert seien als der jetzige Entwurf für eine Änderung der Lex Koller.

Grüne: Beteiligung von Ausländern weiterhin möglich

Kritik kam auch aus der FDP-Fraktion. Es handle sich bei der Gesetzesänderung um einen unnötigen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit, so Matthias Samuel Jauslin (FDP). Der Aargauer Nationalrat betonte, in der Energiebranche brauche es ein breites Finanzierungsumfeld, von dem Investoren nicht ausgeschlossen werden sollten. Dem hielt Kurt Egger (Grüne/



PARTNER





VERTEILNETZ FORUM

verteilnetzforum.ch

20. Juni 2023

Gottlieb Duttweiler
Institute, Rüschlikon

Versorgungssicherheit
Regulierung
Grundversorgung
Netzoptimierung
Energiewende

TG) entgegen, die Vorlage sehe lediglich eine Bewilligungspflicht für den Verkauf von Energieinfrastruktur vor. Eine Beteiligung von Ausländern an Schweizer Anlagen sei also nicht ausgeschlossen. Neben den Grünen sprachen sich auch SP- und SVP-Vertreter für die Vorlage aus. Die Schweiz müsse es schaffen, kritische Infrastrukturen auf internationaler Ebene zu schützen, sagte etwa SVP-Fraktionssprecher Mike Egger (SG).

Am Ende sprach sich der Nationalrat mit 120 zu 72 Stimmen bei einer Enthaltung für den Entwurf der Urek-N zur Änderung der Lex Koller aus. Die Vorlage geht nun in den Ständerat. /mj

WINTERSTROM

IWB steigt bei "Solar Alpin Disentis" ein

Basel (energate) - Zu Beginn dieses Jahres informierte die Einfache Gesellschaft Alp Run Disentis (EFGD), dass auf ihrem Land eine rund 35 Hektar grosse, alpine Solaranlage entstehen könnte. Nun steigt die Basler Energieversorgerin IWB bei dem Projekt "Solar Alpin Disentis" ein. Es sei sicher, dass IWB eine "substanzielle Beteiligung" an der Anlage halten werde, schreibt die Energieversorgerin auf Nachfrage. Das Unternehmen ergänzte, dass demnächst Gespräche mit weiteren möglichen Aktionären stattfinden sollen. Namen wollte IWB keine nennen. Die Basler Energieversorgerin verriet nur, dass den Projektanten eine lokale Wertschöpfung wichtig sei. Hierfür möchte IWB die Tür öffnen.

Wie IWB zum Projekt weiter mitteilte, ist die technische Machbarkeit von "Solar Alpin Disentis" inzwischen belegt worden. Demnach lässt sich auf dem Gebiet der Alp Run eine Anlage mit 27 Megawatt Peak Leistung errichten. Der erwartete Jahresertrag liegt bei 45 Gigawattstunden. IWB betont, dass die Südausrichtung auf der Alp Run, die hohe Lage über 2.000

Meter über Meer und der Schnee die Produktion, insbesondere jene im Winter, begünstigen würden. Auf Anfrage bezifferte IWB den Winterstromanteil auf rund die Hälfte.

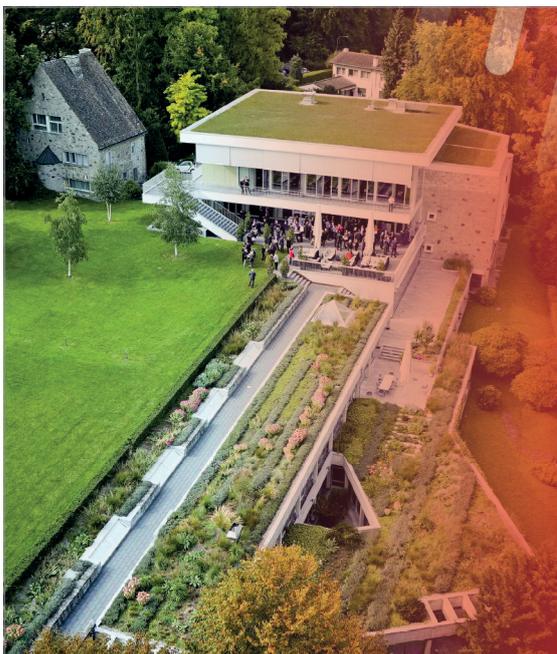
Baugesuch soll gegen Ende des Jahres eingereicht werden

In einem nächsten Schritt prüft IWB in Zusammenarbeit mit EFGD, Gemeinde und Kanton, aber auch in Absprache mit weiteren Interessensvertretern und Umweltorganisationen die Umsetzung. Neben dem Einfluss auf die teils bestehende Alpbewirtschaftung und die Umwelt werden dabei weitere technische und wirtschaftliche Fragen analysiert. So verwies IWB auf Fragen nach dem Netzanschluss und allenfalls nötigen Netzverstärkungen auf die detaillierte Planung, die noch stattfinden muss. Der Strom müsse aber auf jeden Fall über neue Leitungen von der Alp Run Richtung Disentis abgeführt werden, so die Basler Energieversorgerin zu energate.

IWB möchte noch in diesem Jahr ein Baugesuch einreichen. Auf Anfrage präziserte dies das Unternehmen und nannte als Termin für die Eingabe des Baugesuches das Ende dieses Jahres. Gegenüber energate bestätigte die Basler Energieversorgerin zudem, dass sie die Anlage gerne im Rahmen des erleichterten Bewilligungsverfahrens für alpine Solaranlagen nach Artikel 71a des Energiegesetzes realisieren würde. Dies bedingt, dass Ende 2025 mindestens zehn Prozent der Anlage am Netz sind.

Gemeinde und Einwohnerschaft sollen sich an Anlage beteiligen können

Weiteren Angaben nach unterstützt die Standortgemeinde Disentis das Projekt und begleitet die weitere Planung. Ein Grund hierfür wird sein, dass sich die Gemeinde, die Einwohnerschaft und die EFGD an einer künftigen Gesellschaft finanziell beteiligen können. /mg



INNOVATIONSFORUM MOBILITY

innovationsforum-mobility.ch

28. und 30. Juni 2023

Gottlieb Duttweiler
Institute, Rüschlikon

HOST PARTNER



SMARTENERGY

LEAD PARTNER



Hitachi Energy

PARTNER



HONDA
Landis+Gyr
tiko manage energy better

MOBILITÄT

AEW und Renault gehen Systempartnerschaft ein

Aarau/Dietikon (energate) - Die Aargauer Energieversorgerin AEW Energie AG und Renault Trucks (Schweiz) AG mit Sitz in Dietikon wollen gemeinsam Angebote für Transportunternehmen schaffen. Dabei gehe es um die Umstellung von fossil betriebenen Fahrzeugen auf einen elektrischen Fuhrpark sowie die Dekarbonisierung der logistischen Lieferketten, teilt AEW mit. Renault kenne die mit einer solchen Umstellung verbundenen Aufgaben wie die Beschaffung geeigneter Fahrzeuge, intelligente Ladelösungen oder den Einkauf günstigen Stroms, schreibt AEW. Die Tochter des französischen Fahrzeugherstellers wolle ihren Kunden deshalb ein Produktportfolio anbieten und habe hierfür in AEW einen Partner gefunden.

"Mit unserem umfassenden Angebot können wir Transportunternehmen Investitions- und Planungskompetenz bieten und sie aktiv auf ihrem Weg zu einer fossilfreien Fahrzeugflotte unterstützen", schreibt dazu Arian Rohs, Leiter Mobility Solutions bei AEW. Die Aargauer Energieversorgerin verweist dabei auf ihr schweizweites Netz an eigenen Ladestationen und Elektrofahrzeugen sowie ihre Expertise bei der Planung und dem Betrieb umfassender Ladestation-Anlagen mit intelligenter Steuerung. /mj

ELCOM-MARKTBERICHT

Gas und Strom erreichen kurzfristig Tiefstwerte

Bern (energate) - Am Terminmarkt erreichte das Schweizer Strom-Frontjahresprodukt mit 145 Euro/MWh am vergangenen Freitag seinen niedrigsten Stand seit Februar 2022. Das Gas-Frontjahresprodukt THE fiel am Freitag gar auf den tiefsten Stand seit Januar 2022. Bis Montag, 5. Juni, legten aber sowohl Strom- als auch Gaspreise wieder zu, wie aus dem Terminmarktbericht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (Elcom) hervorgeht. Das Strom-Frontjahresprodukt verteuerte sich demnach um etwa fünf Prozent auf rund 152 Euro/MWh und das Gas-Frontjahresprodukt um vier Prozent auf 46,60 Euro/MWh. Auch der Kohlepreis setzte seinen Rückgang bis Freitag fort, bevor er am Montag um mehr als zehn Prozent anstieg. Der CO₂-Preis verteuerte sich laut Elcom ebenfalls.

Beim Strom stiegen die Preise für die Frontmonats- und Frontquartalsprodukte im Wochenvergleich ebenfalls leicht - für den Frontmonat Juli auf rund 89 Euro/MWh und für das Frontquartal Q3/2023 auf rund 95 Euro/MWh. Ursache waren laut Elcom die höheren Gaspreise, insbesondere beim Frontmonat aufgrund weniger LNG-Importe sowie des ungeplanten Ausfalls der LNG-Anlage im norwegischen Hammerfest. Die Preise für die Winterquartalsprodukte Q4/2023 und Q1/2024

korrigierten sich von Freitag auf Montag ebenfalls nach oben: Am Montag stieg der Preis für das Base Q4/2023 in der Schweiz um sechs Prozent auf 151 Euro/MWh.

Tiefere Verfügbarkeit französischer Atomkraft erwartet

Der Durchschnitt der Strompreise am Spotmarkt lag derweil in der Kalenderwoche 22 in der Schweiz bei 62 Euro/MWh und damit sechs Euro/MWh unter der Preiserwartung des Wochenprodukts am Terminmarkt. Die Frontwochen 23 und 24 legten ab dem 2. Juni an Wert zu, wie die Elcom in ihrem Bericht festhält. Grund hierfür seien vor allem die wärmeren Temperaturen und die damit verbundene höhere Nachfrage, analysiert die Kommission. Aber auch die im Vergleich zum Wochenbeginn um bis zu 1.330 MW tiefere geplante Verfügbarkeit französischer Atomkraft für die aktuelle Woche 23 spiele eine Rolle. /mj

KLIMASCHUTZ

HSLU bildet "Netto-Null"-Fachkräfte aus

Luzern (energate) - Die Hochschule Luzern (HSLU) lanciert den schweizweit ersten MAS (Master of Advanced Studies) "Netto-Null in Unternehmen". Das Weiterbildungsangebot soll Absolventinnen und Absolventen befähigen, in ihrem Unternehmen die Gesamtverantwortung für den Netto-Null-Prozess zu übernehmen. Gerade in kleinen und mittleren Unternehmen fehlten Fachkräfte, die sich des Netto-Null-Ziels annehmen könnten, begründete die Hochschule ihr neues Weiterbildungsangebot. Gefragt seien beispielsweise Energie-, Mobilitäts- und Gebäudekonzepte oder Lösungen für nachhaltige Beschaffungen und Finanzanlagen. "Der MAS ist deshalb interdisziplinär aufgebaut und richtet sich an verschiedenste Berufsgruppen", so die HSLU. Der Studiengang dauert 24 Monate und startet im Januar 2024.

Laut weiteren Angaben der Hochschule vermittelt die Weiterbildung sowohl naturwissenschaftliche und technische Grundlagen als auch Führungskonzepte und betriebswirtschaftliche Kenntnisse. "Teilnehmende lernen, klimarelevante Chancen und Risiken für ihr Unternehmen zu erkennen und zu bewerten. Sie setzen sich mit gesetzlichen Rahmenbedingungen auseinander und lernen von anderen Unternehmen, wie deren Weg zur Dekarbonisierung aussehen könnte", umschreibt dies die HSLU. Zum Studiengang gehören weiter Methoden, um Veränderungsprozesse im Unternehmen anzustossen und zu begleiten. "Der Weg hin zu Netto-Null ist anspruchsvoll. In vielen Unternehmen wird ein Umdenken stattfinden müssen - das kann unbequem sein und auch Widerstand auslösen", so Co-Programmleiterin Christine Bratrach.

Unternehmen erhalten konkreten Netto-Null-Fahrplan

An die Adresse der Unternehmen schreibt die HSLU, dass Teilnehmende des Studiengangs im Zuge ihrer Masterarbeit einen konkreten Netto-Null-Fahrplan erstellen werden. Mit den

Absolventinnen und Absolventen entwickelten die Betriebe zudem interne "Netto-Null"-Expertise, sodass sie diesbezüglich nicht auf stark ausgelastete Beratungsbüros angewiesen seien. Der Studiengang kostet 35.000 Franken, wie man der Website der HSLU entnehmen kann. /mg

DEUTSCHLAND

PERSONALIE

VSB mit neuer Unternehmensspitze

Dresden (energate) - Der ostdeutsche Projektentwickler VSB stellt sein Führungsteam neu auf. Felix Grolman übernimmt ab Juli den CEO-Posten, teilte das Dresdner Unternehmen mit. Der 44-Jährige kommt von dem Schweizer Energieversorger Energie 360 Grad mit Sitz in Zürich, wo er als Head of Energy der Geschäftsleitung angehörte. Insgesamt kann Grolman rund 15 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft vorweisen. Zwischen 2012 und 2016 war er unter anderem CEO des Direktvermarkters Grundgrün, danach CEO der Easyoptimize GmbH, die auf die Entwicklung von Energiemanagementsystemen spezialisiert war. Mit Grolman an der Spitze strebt der Windkraftprojektor eine stärkere Internationalisierung an: Die Berufung von Grolman unterstreiche "unseren festen Glauben an das Potenzial der VSB-Gruppe für weiteres internationales Wachstum", erklärte Christopher Delbrück, Vorsitzender des Beirats der VSB-Gruppe.

Als CEO folgt Grolman auf Frederic Lanoë, der seit 2021 den Chefposten innehatte. Zu den Umständen seines Ausscheidens machte das Unternehmen keine Angaben. Zum Kerngeschäft von VSB gehört die Entwicklung von Wind- und Solarparks sowie deren Betriebsführung. Das Unternehmen beschäftigt nach eigenen Angaben mehr als 450 Mitarbeitende und

verfügt über eine Projektpipeline von mehr als 13.000 MW verteilt über neun europäische Länder. Zur Geschäftsführung der VSB-Gruppe gehören weiterhin Hartmut Lieder (Finanzen) und Jean-Marc Bazenet (Internationale Märkte). /rb

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Noch keine Entscheidung zur Verlängerung der Braunkohlereserve

Berlin (energate) - Seit Oktober 2022 liefern zusätzliche Braunkohlekraftwerke Strom. Ob dies im kommenden Winter auch so sein wird, ist laut Bundeswirtschaftsministerium noch nicht entschieden. Die Bundesregierung hatte fünf Braunkohleblöcke der Betreiber RWE und Leag aus der Sicherheitsbereitschaft in eine sogenannte Versorgungsreserve überführt. Damit konnten die Anlagen in Niederaussem, Neurath (beide NRW) und Jänschwalde (Brandenburg) wieder am Strommarkt teilnehmen. Zusammen verfügen sie über eine Leistung von 1.900 MW. Ziel der Massnahme war es, Erdgas in der Verstromung einzusparen.

Die entsprechende Erlaubnis für die Rückkehr an den Strommarkt läuft für die betroffenen Anlagen Ende Juni aus. Wie es danach weitergeht, ist derzeit noch offen. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) hatte Ende Mai bei einem Besuch in Brandenburg betont, dass er einem weiteren Betrieb der Braunkohlenblöcke im nächsten Winter offen gegenüberstehe. Er müsse dies aber gegenüber der EU-Kommission begründen.

Evaluierung vorgesehen

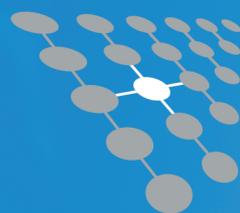
Ganz so klar ist die Sache aber wohl doch noch nicht. Eine Ministeriumssprecherin teilte auf energate-Nachfrage mit, ob ein weiterer Einsatz der Versorgungsreserve im kommenden

6. - 7. Juli 2023

Zürich Marriott Hotel

Auszug der ReferentInnen

Jürg Grossen, Nationalrat und Präsident, GLP Schweiz | Dr. Jürgen Schneider, Sektionschef Sektion VI – Klima und Energie, BmK, Österreich | Dr. Jean-Philippe Kohl, Vizedirektor und Leiter Wirtschaftspolitik, Swissmem | Christian Pho Duc, CTO, Smartenergy | Dr. Till Schneiders, Vice President Technology & Quality, Swiss Steel Group | Noah Heynen, CEO, Helion | Dr. Jörg Wild, CEO, Energie 360° | Guy Bühler, Head Hydrogen, Axpo | Dr. Christian Schaffner, Executive Director, ESC, ETH Zürich | Dr. Sebastian Kemper, Geschäftsführer, Trading Hub Europe | Daniela Decurtins, Direktorin, VSG | Dr. Jörg Spicker, Senior Strategic Advisor, Swissgrid | Marc Steiner, Richter, BVG | ...



INNOVATIONSFORUM ENERGIE

innovationsforum-energie.ch

Host Partner

Partner

Winter zur Einsparung von Erdgas in der Stromerzeugung gebraucht wird, werde eine Evaluierung des Instruments zeigen. "Zum aktuellen Stand ist eine erneute Reaktivierung der Versorgungsreserve etwa zum kommenden Winter denkbar und möglich, wenn die Voraussetzungen vorliegen", hiess es weiter. Eine finale Entscheidung für den Weiterbetrieb ist demnach noch nicht getroffen. Weitere Gespräche mit den Betreibern sind laut Ministerium dafür auch nicht notwendig.

RWE bereitet sich auf Weiterbetrieb vor

Von RWE Power hiess es auf Nachfrage, das Unternehmen werde dafür Sorge tragen, „dass die drei betroffenen Kraftwerksblöcke aus der Sicherheitsbereitschaft (Neurath C, Niederaußem E&F) bis Ende März 2024 weiter zur Verfügung stehen“, um ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland zu leisten. Über den Einsatz entscheide die Bundesregierung, so ein Sprecher weiter.

Kohleanteil sinkt

Die Regelungen für Steinkohlekraftwerke, die 2022 nicht stillgelegt oder ans Netz zurückgeholt worden sind, sehen vor, dass die Anlagen bis März 2024 am Netz bleiben dürfen. Aktuelle Zahlen zeigen dabei, dass das Ziel der Bundesregierung, mit der Rückkehr der Kohle die Gasverstromung zu reduzieren, nicht ganz aufgegangen ist. Laut Statistischem Bundesamt ging der Anteil der Kohle im ersten Quartal 2023 im Vergleich zum Vorjahr leicht zurück, während Gas in der Verstromung zunahm. /kw

FORMULIERUNGSHILFE

Kabinett beschliesst Änderungen an Energiegesetzen

Berlin (energate) - Das Bundeskabinett hat eine Formulierungshilfe für Anpassungen und Erleichterungen in den Energiepreisbremsengesetzen beschlossen. Hinzu kommen weitere Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) sowie des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG). Damit können die gesetzlichen Regelungen noch vor der Sommerpause vorgenommen werden.

Die Anpassungen zu den Energiepreisbremsengesetzen nutzen beispielsweise Verbrauchern und Unternehmen etwa aus der Gastronomie, die von Corona-Schutzmassnahmen oder der Ahrtalflut betroffen waren und im Referenzjahr 2021 daher einen sehr niedrigen Stromverbrauch hatten. Die Anpassungen im EEG betreffen zudem Regelungen bei Biogas und eine Rückgabemöglichkeit für Zuschläge bei Wind-an-Land-Ausschreibungen angesichts stark gestiegener Kosten. Hinzu kommt eine Klarstellung zum Netzanschluss von Photovoltaikanlagen bis 50 kW installierter Leistung, eine Klarstellung zur Umsetzung der sogenannten Länderöffnungsklausel im WindBG und Anpassungen bei Härtefallregelung für stromkostenintensive Unternehmen.

Erneuerbarenverband zeigt sich zufrieden

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüsst die Änderungen an den Energiegesetzen. Die Stromproduktion aus Biogas werde gestärkt. Es sollten jedoch noch zusätzliche Massnahmen festgehalten werden, die bestehende Deckel für die Biogaserzeugung lösen, sagte BEE-Präsidentin Simone Peter. Für den Windbereich könne die neu vorgesehene Rückgabemöglichkeit für die Zuschläge aus den Jahren 2021/2022 die Umsetzung der Genehmigungen sichern. "Die Rückgabe ermöglicht den Projektierer*innen eine zügige erneute Teilnahme an Ausschreibungen und verhindert damit eine Umsetzungsdele", so Peter. Die Länderöffnungsklausel im WindBG öffne neue Fenster für die Beschleunigung von Flächenausweisungen.

Die von der Bundesregierung beschlossenen Änderungen gehen ein in die laufenden parlamentarischen Beratungen der Anpassungsnovelle für die Energiepreisbremsen. Der Bundesrat wird diese voraussichtlich am 7. Juli abschliessend behandeln. /ck

ANREIZREGULIERUNG

Eigenkapitalverzinsung steigt nur für Neuanlagen

Bonn (energate) - Die Bundesnetzagentur will die Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetzbetreiber um etwa 40 Prozent heraufsetzen. Um die Kosten für die Netznutzer zu begrenzen, gewährt sie dies allerdings nur für Neuanlagen, nicht aber für den Bestand. Für Investitionen in neue Strom- oder Gasnetze würden die Unternehmen nach aktueller Prognose statt bisher 5,07 ab nächstem Jahr 7,09 Prozent erhalten. Die ersten Reaktionen aus der Netzbranche: Enttäuschung statt Jubelrufe. Die Unternehmen hätten sich mit Blick auf den kräftigen Zinsanstieg auf den Kapitalmärkten mehr erwartet.

Die Bundesnetzagentur muss beiden Seiten, Netzbetreibern und Netzkunden, gerecht werden. Um die Millionen Wärmepumpen, Erneuerbarenanlagen und E-Autos in das Stromnetz zu integrieren, müssen die Netzbetreiber in den kommenden Jahren Milliarden investieren. Dafür brauchen sie eine gute Zinsbasis. Auf der anderen Seite macht sich durch das hohe Investitionsvolumen jeder Prozentpunkt im Portemonnaie der Strom- und Gaskunden schmerzhaft bemerkbar. Um wie viel Euro die Strom- oder Gasrechnungen für Haushalte, Gewerbe oder Industrie durchschnittlich steigen, konnte die Behörde auf Nachfrage nicht beziffern. Ebenso wenig nannte sie eine Zahl, wie stark sich der Netzausbau in Deutschland insgesamt pro Jahr verteuert. BNetzA-Präsident Klaus Müller sprach nur von "spürbaren Anreizen für Investitionen", gleichzeitig müsse die Mehrbelastung "auf das Notwendigste begrenzt bleiben".

Variabler Zins statt fünf Jahre Gewissheit

Laut den Eckpunkten wird die Eigenkapitalverzinsung (EK-Verzinsung) in Zukunft dynamischer, um Zinsschwankungen

abzubilden. Statt im Voraus den Zinssatz für fünf Jahre zu kennen, müssten die Netzbetreiber mit Plankosten arbeiten. Dazu wird der Kapitalkostenaufschlag genutzt, bei dem heute schon neue Investitionen innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperioden berücksichtigt werden.

Die Bundesnetzagentur schlägt dazu vor, dass sie auf Basis des ersten Quartals eines jeden Jahres einen Planwert für den Basiszins des Folgejahres vorgibt. Nach Ablauf des jeweiligen Jahres wird dieser durch den tatsächlich eingetretenen Basiszins ersetzt, ein Plan-Ist-Kostenvergleich. Die Differenz wird über das Regulierungskonto abgerechnet. Damit erhalten also entweder die Netzkunden eine Gutschrift, die über sinkende Netzentgelte in den kommenden Jahren ausgezahlt wird, oder aber der Netzbetreiber darf sich in den kommenden Jahren seine Kosten über steigende Entgelte zurückholen. Zusätzlich zum flexiblen Basiszins gibt es den festen Wagniszuschlag, den die Behörde auf 3,0 Prozent festlegen will. Damit gibt es keine Erhöhung gegenüber der jüngsten Festlegung.

Bestandsnetze aussen vor

Für die bestehenden Netze bleibt es dagegen beim alten System. Sie würden nach wie vor den im Oktober 2021 festgelegten Zinssatz in Höhe von 5,07 Prozent bekommen. Diese Differenzierung schütze Haushalte, Gewerbe und Industrie vor einer "ungerechtfertigt hohen Belastung", schreibt die Behörde. Ihr Argument: Die Netzbetreiber konnten ihre Kosten in Zeiten der "äusserst niedrigen Zinssätze" günstig durchfinanzieren.

Netzbetreiber sind enttäuscht

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Verteilnetzbetreiber fordern Nachbesserungen. "Das sind zwar 2,02 Prozentpunkte mehr als bisher, allerdings ist dieser Zinssatz mit Blick auf die benötigten Investitionen aus VKU-Sicht enttäuschend", sagte Ingbert Liebing, Hauptgeschäftsführer des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU). Das dynamische Modell sei zwar grundsätzlich der richtige Ansatz, aber ein vollständiger Ausgleich der vergangenen Zinsanstiege auf den Kapitalmärkten sei nicht geglückt. Die vier ÜNB formulierten es diplomatischer: Das vorgeschlagene Modell sei "komplex" und adressiere nicht alle Bereiche der Eigenkapitalfinanzierung. Auch die Investitionen im Bestand müssten regelmässig refinanziert werden, heisst es in einer gemeinsamen Stellungnahme.

Stefan Missling, Rechtsanwalt und Partner der Kanzlei BBH, vermisst ebenfalls eine Zinserhöhung für den Bestand: "Die Behörde verkennt, dass Kapitalgeber in Unternehmen investieren; und nicht in einzelne Anlagegüter", sagte er zu energate. Auch beim Wagniszuschlag zeigte er sich enttäuscht, weil er sogar reduziert werde auf 3,0 Prozent. "Ein beschleunigter Netzausbau dürfte so jedenfalls nicht gelingen." Die BNetzA argumentiert in ihren Eckpunkten dagegen, dass die jährliche Anpassung des Basiszinses bereits Risiko nehme.

Erste grosse Bewährungsprobe für Bundesnetzagentur

Für die Bundesnetzagentur ist die Festsetzung der EK-Verzinsung die erste grosse Bewährungsprobe, nachdem der Europäische Gerichtshof mehr Kompetenzen für die Behörde durchgesetzt hatte (energate berichte). Noch fehlt zwar der entsprechende Rechtsrahmen, damit die Behörde tatsächlich unabhängiger von der Bundesregierung agieren kann. Marktbeobachter rechnen bis Ende des Jahres damit. Mit ihrem Eckpunktepapier und einer Konsultation bereitet die Behörde gut ein halbes Jahr vorher ihren steinigen Weg. /mt

ESYS-PAPIER

Fracking könnte zehn Prozent des deutschen Erdgasbedarfs decken

München (energate) - Fracking kann einen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten. Die Umweltrisiken seien gering. Das ist ein Ergebnis eines Impulspapiers mit dem Titel "Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten" des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft (Esys).

Demnach könnte Frackinggas sechs bis zwölf Prozent des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs abdecken und die Versorgungssicherheit mittelfristig erhöhen. "Vor dem Hintergrund eines steigenden Erdgasangebots auf dem Weltmarkt wäre dies jedoch auch durch eine Diversifizierung der Lieferländer möglich", heisst es in dem Papier.

Zudem sei „aufgrund der technisch und rechtlich notwendigen Schritte eine Gasförderung voraussichtlich frühestens in drei bis vier Jahren möglich. Zunächst müsste jedoch das derzeit geltende Fracking-Verbot aufgehoben werden.

Umweltschäden wie Erdbebengefahr oder verschmutztes Grundwasser, die bislang die Debatte um die Technologie bestimmen würden, seien weitgehend vermeidbar. "Voraussetzung hierfür sind klare Auflagen zum Schutz der Umwelt und der Einsatz der besten verfügbaren Technik", schreibt Esys. Restrisiken könnten jedoch nicht ausgeschlossen werden.

Wirtschaftlichkeit fraglich

Wie sich das Fracking langfristig auf den Klimaschutz auswirkt, sei nicht abschliessend zu bewerten. Weil Verflüssigung und Transport wegfallen, würden bei der nationalen Förderung jedoch weniger CO₂-Emissionen im Vergleich zum Import anfallen. Aufgrund der deutschen und europäischen Klimaziele könne Frackinggas zudem nur begrenzt genutzt werden. Die gestiegenen Erdgasmengen könnten jedoch ein Anreiz für die weitere Nutzung des Energieträgers sein und Klimaschutzmassnahmen sich deshalb verzögern.

Die Esys-Experten weisen zudem darauf hin, dass aufgrund der sinkenden heimischen Nachfrage und sich entspannenden Erdgas-Weltmärkten ein hoher Preisdruck für eine nationale Erdgasförderung entstehen könnte. Es sei ungewiss, "ob und unter welchen Voraussetzungen Unternehmen ohne staatliche Unterstützung ein Geschäftsmodell aufbauen können", so Esys.

Niedersachsen bislang skeptisch

Das grösste Fracking-Potenzial besteht laut Impulspapier in Niedersachsen. Die dortige rot-grüne Landesregierung hatte in ihrem im November 2022 unterzeichneten Koalitionsvertrag das Fracking zwar nicht explizit ausgeschlossen. Beide Parteien hatten sich Berichten zufolge aber im Vorfeld der Landtagswahlen gegen die Technologie positioniert. In Folge des Russland-Ukraine-Krieges und der dadurch entstandenen Energiekrise wurden auch auf Bundesebene politische Forderungen laut, Fracking in Deutschland wieder zu erlauben, etwa von der FDP.

"Angesichts der grossen gesellschaftlichen Ablehnung, des begrenzten Zeithorizonts und der unsicheren Kosten- und Preisentwicklung ist sehr ungewiss, welchen Beitrag Fracking in Deutschland zur Stärkung der Versorgungssicherheit leisten kann", erklärte Karen Pittel, Leiterin des Ifo-Zentrums für Energie, Klima und Ressourcen und stellvertretende Vorsitzende des Esys-Direktoriums. Es brauche daher "eine offene Diskussion über Potenziale und Zielkonflikte". /mh

EUROPA

STROMVERTRIEB

Shell gibt Privatkundenvertrieb in Deutschland auf

London (energate) - Der britische Öl- und Gaskonzern Shell gibt weite Teile seines Privatkundengeschäfts als Stromanbieter auf. Sowohl die Shell-Energy-Privatkundensparte in Deutschland als auch die in den Niederlanden und in Grossbritannien stehen zum Verkauf. Die Teilgeschäftsaufgabe folgt auf eine hausinterne strategische Prüfung, die der Konzern Ende Januar angestossen hatte. Nachdem das Ergebnis dieser Analyse nun vorliege, sei der Verkaufsprozess bereits eingeleitet, erklärte eine Sprecherin des Konzerns gegenüber energate.

Zuvor hatte die Nachrichtenagentur Reuters berichtet. Demnach erwiesen sich diese Segmente als nicht ertragreich genug. "Der Verkaufsprozess hat begonnen, und wir sind zuversichtlich, ihn in den kommenden Monaten, vorbehaltlich der notwendigen Genehmigungen, abzuschliessen", so die Sprecherin energate. Ziel sei es, Portfolio zu vereinfachen und Shell weitgehend auf das B2B-Geschäft zu konzentrieren. Allerdings, so die Sprecherin weiter, "werden wir an

bestimmten Standorten, an denen es Integrationsvorteile gibt, wie zum Beispiel in den USA und Australien, eine B2C-Position beibehalten". In Deutschland hat Shell Energy nach eigenen Angaben circa 100.000 Kunden.

Shell Energy seit 2020 als Ökostrommarke am Markt

Als potenzielle Interessenten für das Privatkundengeschäft in den drei europäischen Märkten werden grosse britische Mitbewerber wie Ovo Energy, British Gas und Octopus Energy gehandelt. Letzterer kam 2020 über die Übernahme des Start-ups 4Hundred als Energieanbieter in Deutschland auf den Markt. Shell selbst hatte seine Stromvertriebsaktivitäten im zweiten Quartal 2020 umgestellt und sich auch in Deutschland unter der Marke Shell Energy als Ökostromanbieter positioniert. Die europaweiten Marktverwerfungen im Grosshandel hatten zahlreiche Billiganbieter zum Rückzug bewogen. In Grossbritannien gehörte Shell zu den Unternehmen, die in der Folge mehrfach von der Regulierungsbehörde Ofgem zum Ersatzversorger bestimmt worden waren. /pa

ENERGIESPEICHER

Verschärfte EU-Batterieverordnung voraussichtlich im Juni

Brüssel (energate) - Das Plenum des EU-Parlaments wird die verschärfte EU-Batterieverordnung voraussichtlich annehmen. Das wurde auf einer Expertenanhörung im Parlament deutlich. Die Abstimmung darüber ist für den 13. Juni in Strassburg geplant. Der federführende Umweltausschuss nahm die Verordnung schon im Januar an, die spätere Annahme durch den EU-Ministerrat ist dann nur noch eine Formsache.

Energiespeicher wie Batterien gehören zu den acht Technologien, welche die EU als sauber und für ihre Wettbewerbsfähigkeit als strategisch wichtig einstuft. Mit der neuen Batterie-Verordnung werden die Nachhaltigkeitsvorschriften für sämtliche Batterien und Altbatterien in der EU verschärft, darunter auch die für neue und alte E-Autoantriebsbatterien, Industrialtbatterien sowie zum Beispiel solche für Elektrofahrräder, E-Mopeds oder E-Scooter.

So soll es künftig beispielsweise Recyclingquoten für die in Batterien enthaltenen Rohstoffe geben, die schrittweise erhöht werden - etwa für Kobalt, Blei, Lithium und Nickel. Geplant sind unter anderem auch CO2-Grenzwerte für den Lebenszyklus von neuen Elektrofahrzeugbatterien und für wiederaufladbare Industriebatterien. Zudem kommen Mindestvorgaben für die Haltbarkeit und Leistung von Batterien.

DUH fordert Quoten für Wiederverwendung

Die Geschäftsführerin der Deutschen Umwelthilfe (DUH), Barbara Metz, bewertete die Verordnung als Fortschritt: Sie

sei im Zusammenhang mit der Antriebswende essentiell, "denn es ist mitnichten so, dass ein batterie-elektrisches Fahrzeug ein Null-Emissionsfahrzeug ist, auch wenn manche es gern dafür halten". Und in einem E-Fahrzeug sei die Batterie nun mal das Herzstück.

Sie habe sich allerdings eine ehrgeizigere Verordnung gewünscht, zum Beispiel Quoten für die Wiederverwendung von E-Autobatterien als Second-Life-Speicher, dann ein Verbraucherrecht auf Reparatur oder die Pflicht, für die Batterieproduktion nur zusätzlich erzeugte erneuerbare Energie einzusetzen. [/rl/dz](#)

INTERNATIONAL

ADD-ON GAS & WÄRME - MARKTBERICHT

Nach Preissprung am Montag wieder Entspannung im Gashandel

Essen (energate) - Am Montag dieser Woche machten die Gaspreise an den Handelsmärkten nach dem langanhaltenden Rücklauf der vergangenen Wochen mal einen Satz nach oben. Doch schon am Dienstag kehrte wieder Ruhe ein. Eine komfortable Versorgungssituation trifft aktuell auf geringe Nachfrage. Auch in Asien fehlt der Demand, obwohl es für LNG-Produzenten anhand der Preissignale gerade lukrativer wäre, die asiatischen Märkte anzusteuern. "Es passiert aber nicht, denn die Nachfrage ist nicht da", konstatierte ein Händler.

An der niederländischen TTF startete der Day-Ahead am Montag mit 28,45 Euro/MWh in die Woche, nachdem sich die Märkte in der Vorwoche auf einem Niveau von rund 25 Euro/MWh eingependelt hatten. Als Erklärung verwiesen Marktteilnehmer darauf, dass weniger LNG-Lieferungen erwartet werden und es Anzeichen gebe, dass die Nachfrage in Asien hochfahren könnte. Das Wetterphänomen El Niño sorgt hier gerade für eine Hitzewelle. Fährt Asien die Preise hoch, muss Europa mitziehen, um für LNG-Lieferungen attraktiv zu bleiben. Bullish wirkte auch Saudi-Arabien Ankündigung, die Ölproduktion zu drosseln.

Geringe Nachfrage dämpft Nervosität

Am Dienstag startete der Handel zunächst noch fest, ehe die Entspannung zurückkehrte. Zum Handelsschluss fiel der Day-Ahead an der TTF wieder auf 25,52 Euro/MWh. Im Mittwochshandel lag der Preis am frühen Nachmittag bei 25,35 Euro/MWh. Der Nachfrageanstieg aus Asien ist vorerst ausgeblieben und auch in Europa ist die Industrienachfrage laut Händlerangaben schwach. Gute Bedingungen für Wind und Solar sorgen auch in der Verstromung nur für einen geringen Bedarf. Auch bei den kurzfristigen Ausfällen im wichtigen Lieferland Norwegen legte sich so die Nervosität schnell wieder, obwohl die Reparaturzeiträume ausgedehnt werden mussten. Hammerfest soll jetzt statt am 8. Juni am 11. Juni wieder in Betrieb gehen, Oseberg kommt am 23. Juni zurück.

Auch aus der laufenden Speichersaison kommen derzeit kaum Impulse. Deutschland hat das Septemberziel von 75 Prozent schon drei Monate vorher erreicht. Europa liegt nach Zahlen der Plattform AGSI+ insgesamt bei knapp über 70 Prozent. Die Spreads zum Winter sind immer noch weit, auch wenn sie sich zuletzt etwas relativiert haben. Die Preissignale zur Einspeicherung sind also intakt. Der Frontmonat Juli wurde am Mittwochnachmittag bei 25,20 Euro/MWh gehandelt. Am Montag waren es 28,54 Euro/MWh, am Dienstag 25,09 Euro/MWh. Q3/23 bewegte sich am Mittwoch bei 26,60 Euro/MWh, das Winterquartal Q4/23 bei 37,70. Winter 23 wurde zuletzt mit 40,10 Euro/MWh gehandelt.

Risikoprämie für 2024 schmilzt ab

Das Kalenderjahr Cal 2024 verteuerte sich am Montag zunächst auf 45,07 Euro/MWh. Am Dienstag ging es zurück auf 42,66 Euro/MWh. Im Mittwochshandel wurden am Nachmittag noch 41,90 Euro/MWh gesehen. Gegenüber 2025, das am Mittwoch 40,50 Euro/MWh kostete, wird für Cal 2024 derzeit noch eine Risikoprämie gezahlt. "Wir sehen aber, wie diese peu à peu abschmilzt", sagte ein Händler. [/tc](#)

ADD-ON STROM - MARKTBERICHT

Terminkontrakte leisten zunehmend Widerstand

Dortmund (energate) - Nach mehreren Monaten im bearishen Griff scheinen sich die Terminkontrakte zumindest zu stabilisieren. Von einer Kehrtwende auf dem Stromhandelsmarkt will jedoch noch niemand reden. Neben der Gaspreisentwicklung gerät wieder der Flusswasserpegel zunehmend in den Fokus der Händler. Die aktuelle Handelswoche hat zwar keine Solarspitzen von 40.000 MW wie am Fließband geliefert, sorgte aber auch für viel Druck auf dem Spotmarkt. Der Wind gibt sich in dieser Jahresphase traditionell schwach. Für den vergangenen Freitag notierte der Day-Ahead-Kontrakt bei 81,02 Euro/MWh und gab am Wochenende auf 56,37 Euro/MWh und 49,67 Euro/MWh nach. Für Montag erreichte der Kontrakt dann 90,76 Euro/MWh, legte für Dienstag auf 98,14 Euro/MWh zu und wurde für Mittwoch sogar dreistellig: 100,93 Euro/MWh. Für Donnerstag gab der Kontrakt wieder nach und schloss bei 84,52 Euro/MWh.

Während der Spothandel eine unter dem Strich erwartbare Performance hinlegte, agierte der Terminhandel volatil und deutete vorsichtig eine Trendwende an. "Es gibt bei den Terminkontrakten mehr Widerstand als in den Wochen zuvor", so ein Marktteilnehmer. Die kommenden Wochen würden zeigen, ob es nur eine Momentaufnahme oder doch eine Trendwende hin zu einer Stabilisierung des Langfristhandels sei.

Der Juli-Kontrakt ging bei 74,99 Euro/MWh ins Handelswochenende und startete dann am Montag mit 89,33 Euro/MWh rund 20 Prozent stärker. Zwar gab dann der Kontrakt auf 84,25

Euro/MWh und 84,43 Euro/MWh am Dienstag und Mittwochnachmittag nach, blieb dann aber immerhin gut zehn Prozent über dem Vorwochenniveau. Dafür sehen die Händler mehrere Gründe. Zu den zentralen zählt traditionell die Gaspreisentwicklung. Mit 26 Euro/MWh für den Day-Ahead-Kontrakt am THE sei der Preis günstig. Auch der Speicherstand und die aktuelle LNG-Verfügbarkeit würden keinen Anlass zur Sorge geben. Allerdings sei der Spread zwischen LNG-Preisen in Europa und Asien weitgehend aufgebraucht, und das könnte bedeuten, dass die LNG-Tanker bald auch verstärkt den asiatischen Markt anfahren würden. Das würde Gas wieder verknappen und für bullische Signale auf dem Gasmarkt sorgen. Zunehmend beschäftigt sich der Handel mit dem Transportproblem von Kohle auf dem Wasser. Zwar sei der Wasserpegel noch nicht im roten Bereich, allerdings gab es in den vergangenen Wochen kaum Niederschläge. Das

würde den Preis für Kohle, die derzeit auskömmlich verfügbar ist, wieder in die Höhe treiben und damit auch den Strompreis.

Ähnlich wie Juli- und Q3-Kontrakt starteten die Jahresbänder Cal 24 und Cal 25 stark in die Handelswoche. Nach 118,96 Euro/MWh am vergangenen Freitag ging es für Cal 24 am Montag auf 125,06 Euro/MWh hoch. Danach gab der Kontrakt auf 119,24 Euro/MWh und 118,30 Euro/MWh nach und lag damit wieder unter dem Vorwochenniveau. "Der Ausbruchversuch an sich war aber auch schon bemerkenswert", sagte ein Händler. Ähnlich agierte auch Cal 25. Nach 111,05 Euro/MWh am vergangenen Freitag brach der Kontrakt auf 117,06 Euro/MWh am Montag aus und sank dann über 113,20 Euro/MWh am Dienstag auf 112,25 Euro/MWh und damit nur 80 Cent über dem Vorwochenniveau. /am



täglich.
aktuell.
informiert.

Der ener|gate messenger Schweiz für alle:
Mit den günstigen Team- und Unternehmenslizenzen Geld sparen!

ener|gate
messenger.ch