



12/20

16.03.2020, C 07867

Energie Informationsdienst

FAKTEN

ARGUMENTE

ANALYSEN

www.eid-aktuell.de

Ziele übertroffen

Die „neue RWE“ will kräftig investieren

04

Mineralöl

OMV verkauft deutsches Tankstellennetz

18

Unternehmen

Gesellschafter der Gas-Union verkaufen Anteile

21

„Die Energiewende wird mit All-Electric nicht gelingen“

Wie werden die Energiesysteme im Zuge der Energiewende zusammenwachsen? Diese Frage wurde auf einem Kongress in Berlin diskutiert. Klar wurde: Die Zeit ideologischer Grabenkämpfe ist vorbei, die Aufgabe muss gemeinsam gestemmt werden.

Mit dem neuen Kongressformat „Energie.Cross.Medial“ hat sich das Forum für Zukunftsenergien auf die Fahnen geschrieben, frischen Wind in die recht eingefahrenen energiepolitischen Diskussionen zu bringen. Erstmals wollte man – Mitte März in Berlin – Vertreter aller Sektoren zusammenbringen, um gemeinsam zu diskutieren, wie die Energiewende branchenübergreifend gelingen kann.

Für Susanne Fabry, Leiterin Steuerung Deutsche Netze bei E.ON, war dabei klar, dass die Energiewende mit einem All-Electric-Ansatz nicht funktionieren kann. Zwar werde die dezentrale Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien künftig noch deutlicher ansteigen, aber das reiche allein nicht aus und müsse durch dezentral aufgestellte Power-to-Gas-Anlagen ergänzt werden, denn nur in Verbindung mit Wasserstoff könne die Energiewende ein Erfolg werden, zeigte sich Fabry überzeugt. „Power-to-Gas-Anlagen können dezentral erzeugten Strom aus Windkraft- und Solaranlagen in ‚grünes‘ Gas umwandeln. Dieser ‚grüne‘ Wasserstoff – oder ein in einem weiteren Schritt erzeugtes synthetisches Methan – kann direkt in die Gasverteilnetze eingespeist werden“, erklärte Fabry. Lokal und effizient könne das „grüne“ Gas dann direkt beim Kunden zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, von Mobilitätsanwendungen und industriellen Prozessen eingesetzt werden.

Einen Ansatz, den auch Bundesforschungsministerin Anja Karliczek (CDU) un-

Fortsetzung auf Seite 2

Fortsetzung von Seite 1

terstützt. Zum Auftakt der Veranstaltung in Berlin sprach sie sich für eine starke Führung auf dem Weg hin zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft aus. „Wer aus Atomkraft und Kohleverstromung aussteigt, der muss auch in nachhaltige Alternativen konsequent einsteigen“, unterstrich Karliczek. Im Entwurf der Nationalen Wasserstoffstrategie ist die Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien als dauerhafte Lösung vorgesehen, allerdings will die Bundesregierung für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien aus wirtschaftlichen Gründen auch auf andere CO₂-neutrale Arten erzeugen. Mit Blick auf das voraussichtlich am 18. März im Bundeskabinett zu beschließende Strategiepapier sagte die Ministerin, sie sei der festen Überzeugung, dass der Markt es alleine in der notwendigen Geschwindigkeit nicht richten werde. „Wir brauchen eine starke Führung auf dem Weg hin zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft“, so Karliczek, denn „unser

Ziel muss grüner Wasserstoff sein, sonst machen wir uns bei der Energiewende etwas vor“. Deshalb kämpfe sie für eine „grüne Wasserstoff-Task Force, die die Beschlüsse des geplanten Wasserstoffrates mit ganzer Kraft“ umsetze. Wie das neue Gremium besetzt werde, sei noch nicht endgültig entschieden, eingebunden werden sollen aber Vertreter aus Ministerien, der Wissenschaft und der Industrie.

Sektorenkopplung „kein Allheilmittel“

„Wir müssen beim Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft weltweit Vorreiter werden“, unterstrich die Ministerin. Derzeit habe Deutschland nicht genügend erneuerbare Energien, um den eigenen Bedarf für eine wasserstoffbasierte Wirtschaft zu decken. Durch den Import von regenerativ erzeugtem Wasserstoff aus Afrika oder Australien könne die Industrie, der Verkehr und der Wärmesektor jedoch schnell auf erneuerbare Energien

umgestellt werden. Zudem könnten deutsche Anlagenbauer, die jetzt schon Marktführer seien, ihre Technologie exportieren. Nach Angaben Karliczeks kommt derzeit jeder fünfte Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung aus Deutschland. „Wenn wir diesen Marktanteil halten, könnten wir 2050 bis zu 470.000 neue Arbeitsplätze schaffen“, so Karliczek. Derzeit koste es in Deutschland 6 bis 8 Euro, um Wasserstoff mit erneuerbaren Energien zu erzeugen. „Wir könnten diese Kosten mit einer innovationsfreundlicheren Regulierung schnell auf 3 bis 4 Euro pro Kilogramm senken“, zeigte sich Karliczek zuversichtlich. Umlagen und Abgaben dürften kein Unternehmen davon abhalten, den Schritt in Richtung grünem Wasserstoff zu gehen.

Die Euphorie der Ministerin teilte der Präsident der Bundesnetzagentur Jochen Homann nicht. „Alle sind sich einig: Sektorenkopplung ist was Tolles. Aber es sind zahlreiche Fragen noch unbeantwortet“, so Homann.

INHALT



01

TITEL

- 1 **Energie.Cross.Medial-Kongress**
All-Electric-Ansatz versus
Sektorkopplung

NACHRICHTEN / BERICHTE

- 3 **Vor Ministerpräsidenten-Treffen**
Windbranche pocht auf Einhaltung der
Versprechen
- 4 **Ergebnis-Ziele 2019 übertroffen**
Die „neue RWE“ will kräftig investieren
- 7 **Power to Heat**
Wärmespeicher in Ludwigsburg
abgenommen



18

- 8 **Unternehmen**
Uniper peilt klimaneutrale Strom-
produktion an

- 9 **Kraftwerke**
Küstenkraftwerk: Stadtwerke Kiel
ziehen 100 Tage-Bilanz

- 13 **Mineralöl**
Rekordabsatz für Doppler Gruppe

- 14 **EID-Berechnungen**
Raffineriemargen im Februar leicht
gestiegen

- 18 **Tankstellen**
OMV verkauft deutsches Tankstellen-
netz

- 19 **Kritische Infrastruktur**
Streit um 450 MHz: Energie- und
Autobranche verbünden sich



21

- 20 **Personalie**
Dawn Summers wird COO bei
Wintershall Dea

- 21 **Unternehmen**
Gesellschafter der Gas-Union
verkaufen Anteile

RUBRIKEN

- 4 **Gesagt**
- 5 **Marktbericht Gashandel**
- 6 **PPA-Preismonitor**
- 7 **Termin-Strompreise**
- 8 **EID Kraftwerks-Spreads**
- 10 **Ölpreise**
- 20 **Personalien**
- 21 **Termine**
- 22 **Impressum und Grafiken**

Seiner Einschätzung nach ist die Sektorenkopplung aber „kein Allheilmittel“. Bis 2022 werden etwa jeweils 15 GW Erzeugungskapazitäten in Stein- und Braunkohlekraftwerken allein deshalb wegfallen, weil der Betrieb der Anlagen unwirtschaftlich sei. Diese Lücke mit erneuerbaren Energien zu schließen sei „ambitioniert aber machbar“, so Homann. „Wir brauchen mehr Netzausbau“, unterstrich der BNetzA-Präsident, denn die „Vorstellung mit zellulären Ansätzen die Energiewende zu schaffen, wird nicht funktionieren“, so Homann. Der Netzausbau sei erforderlich, um den Strom dorthin zu bekommen, wo er gebraucht werde. „Die Sektorenkopplung, so wie ich die Debatte derzeit wahrnehme, ist getrieben von neuen Geschäftsmodellen und nicht vom Klimaschutz“, sagte Homann. Es gehe darum, Geld zu beschaffen, um Dinge zu betreiben, die nicht wirtschaftlich seien. Homann sprach sich für vernünftige Rahmenbedingungen aus. Die Doppelbelastung von Unternehmen durch den EU-Emissionshandel und den nationalen Brennstoff-Emissionshandel müsse verhindert werden. Auch von ‚Border Adjustment Measures‘ hält der BNetzA-Präsident nichts.

Für E.ON-Netzexpertin Fabry hat die Sektorkopplung über Power-to-Gas aber durchaus Vorteile, denn mit ihr ließen sich die Schwankungen in der Erzeugung erneuerba-

rer Energien ausgleichen und zugleich eine langfristige und sichere Möglichkeit der Energiespeicherung bereitstellen. In verschiedenen Projekten bei den Netzgesellschaften Hansewerk und Avacon erprobt E.ON derzeit die Verträglichkeit einer höheren H₂-Einspeisung in die Gasnetze. Mit dem zum Jahresbeginn gestarteten Projekt „SmartQuart“ will das Unternehmen im rheinland-pfälzischen Kaiseresch ein wasserstoffbasiertes Micro-Grid errichten. Ziel ist es, die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung, Umwandlung, Speicherung, Verteilung sowie Nutzung regenerativer Energie durch den Endverbraucher zu erproben. Dazu wird vor Ort erzeugter Grünstrom in einem geplanten 1 MW-Elektrolyseur zu „grünem“ Wasserstoff umgewandelt und dann in das lokale Wasserstoffnetz eingespeist. Über eine Wasserstoff-Tankstelle wird der Verkehrssektor eingebunden. Im Wärmesektor soll der Wasserstoff in neu entwickelten Brennstoffzellen-Heizgeräten und bei Industriekunden eingesetzt werden.

Küchen: Umstellung auf CO₂-basiertes Steuersystem

Dass der Wärmesektor nicht überall auf gasförmige Brennstoffe umgestellt werden kann, machte Adrian Willig vom IWO deutlich. Er stellte ein Projekt aus Nordfriesland

vor, bei dem ölbasierte Hybridheizsysteme die Integration von Solar- und Windstrom zur Wärmeerzeugung ermöglichen und dadurch zu einer CO₂-Emissionsabsenkung beitragen.

Lediglich ein Wirtschaftsvertreter sprach sich auf der Veranstaltung gegen die Sektorenkopplung aus. Kurt Christian Scheel, Geschäftsführer des Verbands der Automobilindustrie erinnerte daran, dass die Branche künftig mit der Elektromobilität erfolgreich sein will. Bis 2030 strebt die Branche eine Elektroauto-Quote von 40 bis 50 Prozent bei den Neuzulassungen an, um signifikante CO₂-Minderungsverpflichtungen erfüllen zu können. All diese Fahrzeuge brauchen Strom und der würde durch den Einsatz von Power-to-X-Anlagen dann fehlen. Im Verkehrssektor lassen sich aber auch auf andere Weise CO₂-Minderungen erzielen, wie Christian Küchen vom Mineralölwirtschaftsverband erläuterte. Er plädierte für einen stärkeren Einsatz von flüssigen grünen Kraftstoffen und sprach sich für eine Umstellung des Energiesteuersystems auf ein CO₂-basiertes System aus. Dadurch könne sich durch den geringeren Förderbedarf beim Markthochlauf von alternativen klimafreundlichen Kraftstoffen ein großer Hebel entwickeln, der diese flexibel einsetzbare Kraftstoffart weiter pushen könnte. ■

Vor Ministerpräsidenten-Treffen

Windbranche pocht auf Einhaltung der Versprechen

Vor dem Hintergrund der nationalen Wasserstoffstrategie, die in der kommenden Woche vom Bundeskabinett beschlossen werden soll, müsse der Windenergiemarkt in Deutschland dringend wiederbelebt werden. „Inzwischen steht die Glaubwürdigkeit der deutschen Klimapolitik auf dem Spiel“, sagt Matthias Zellinger, Geschäftsführer von VDMA Power Systems. Er fordert eine zukunftsgerichtete Wirtschafts- und Klimapolitik, die den Fortbestand von Spitzentechnologien aus Deutschland, Investitionen in den Industriestandort und den Erhalt von Arbeitsplätzen durch klare Rahmenbedingungen unterstützt. „Wir fordern ein klares Bekenntnis der Politik zum Ausbau der Windindustrie in Deutschland, ohne das der Ausstieg aus der Atomenergie und Kohleverstromung nicht funktionieren wird“, so Zellinger.

Nach Angaben des europäischen Branchenverbandes WindEurope ist der deutsche Windmarkt von durchschnittlich 4

GW im Jahr im letzten Jahr bei den Neuinstallationen auf 1 GW eingebrochen. „Europa braucht einen starken deutschen Markt als Wachstums- und Innovationsmotor, der Europa als weltweiten Marktführer für Onshore-Windenergie positioniert“, unterstreicht Giles Dickson, CEO von WindEurope.

Verbände fordern schnellere Genehmigung und mehr Fläche

Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern seien die Genehmigungsverfahren in Deutschland zu lang und zu komplex. „Die Verzögerung bei der Schaffung von Klarheit hält den Nationalen Energie- und Klimaplan Deutschlands auf und bedroht das Ziel von 65 Prozent erneuerbarer Energien bis 2030“, so Dickson. Deutschland brauche einen klaren Pfad für den Einsatz erneuerbarer Energien. „Derzeit haben Investoren keine Ahnung, wie viel Onshore-Wind Deutschland in den nächsten 10 Jahren bauen wird“, sagt Dickson und fürchtet, dass Deutschland da-

mit für Investoren immer unattraktiver wird. „Die Bundesregierung muss so schnell wie möglich einen glaubwürdigen Ausbauplan für die Onshore-Windenergie vorlegen. Die Schlüsselindustrie hat in den letzten vier Jahren bereits 40.000 Arbeitsplätze verloren“, sagt Dickson.

VDMA Power Systems und WindEurope fordern die Ministerpräsidenten auf, Verantwortung für eine schnellere Genehmigung und die Ausweisung neuer Standorte für Windenergieanlagen zu übernehmen und auf strenge Abstandsregelungen zu verzichten, da diese weitere Reformen blockierten. Vor allem die geplante Abstandsregelung von 1.000 Metern ist den Branchenverbänden ein Dorn im Auge. „Sie würde nicht nur neue Projekte, sondern auch Repowering-Projekte betreffen, wodurch der Einsatz erneuerbarer Energiekapazitäten in Deutschland bedroht würde“, sagt Dickson und verweist darauf, dass in anderen europäischen Ländern nicht so strenge Mindestabstände vorgesehen sind. ■

GESAGT

„Bei einem Ölpreis von aktuell nur 36 Dollar stehen dem russischen Finanzminister sicher schon die Schweißperlen auf der Stirn.“

Eugen Weinberg, Chef-Strategie für Rohstoffe bei der Commerzbank, ist davon überzeugt, dass die Reaktion Saudi-Arabiens ein Warnschuss war, um Russland zurück an den Verhandlungstisch zu holen.

„Nun wird es schmutzig“

Hedgefonds-Manager Doug King zum angezettelten Ölpreiskrieg.



„Es werden mit Sicherheit einige Unternehmen bankrottgehen.“

Energieexperte Daniel Yergin rechnet damit, dass in den USA nicht alle Fracking-Firmen überleben werden, da viele von ihnen hohe Schulden haben (Bild: Daniel Yergin).

„Sollte der Ölpreis unter 50 Dollar bleiben, ist das für die Weltkonjunktur eher positiv, weil den Konsumenten mehr Geld in der Tasche bleibt.“

Cyrus de la Rubia, Chefökonom der Hamburg Commercial Bank. Autofahrer in Deutschland z.B. könnten sich auf sinkende Benzinpreise einstellen.

„Die Autohersteller haben heute die Wahl, ob sie hohe CO₂-Strafen an die EU zahlen oder E-Autos zu Preisen verkaufen, bei denen sie wenig bis nichts verdienen.“

Thomas Schiller, unter anderem verantwortlich für das Automobilgeschäft beim Wirtschaftsprüfung- und Consulting-Unternehmen Deloitte.

„Das Coronavirus wird für die Solarbranche zu einem Problem.“

Ein Großteil der Module komme mittlerweile aus China, sagt Detlef Neuhaus, Sprecher der Geschäftsführung beim PV-Unternehmen Solarwatt.

„Ich will den Teufel nicht an die Wand malen, aber eine globale Rezession ist nicht ausgeschlossen“

Ifo-Präsident Clemens Fuest sieht angesichts der Auswirkungen der Corona-Pandemie Parallelen zur Finanzkrise aus dem Jahr 2008.

Ergebnis-Ziele für 2019 übertroffen

Die „neue RWE“ will kräftig investieren

So verschieben sich die Sichtweisen: Bis vor Kurzen – also bis vor dem Deal mit E.ON, der RWE zu einem der großen Erneuerbaren-Produzenten macht – orientierte man sich an „Klimaschutz mit Augenmaß“ und setzte sich für die richtigen „Investitionsanreize“ für konventionelle Backup-Kapazitäten und einen Kapazitätsmechanismus ein.

In diesem Jahr sprach RWE-Vorstandschef Rolf Martin Schmitz auf der Bilanzpressekonferenz, die wegen Corona per Livestream übertragen wurde, stattdessen von CO₂-Einsparung durch technischen Fortschritt, Ursula von der Leyens Green Deal und wie wichtig es sei, dass Länder „attraktive Marktbedingungen für den Zubau- von Wind- und Sonnenenergie schaffen“. Denn RWE ist über den Asset-Tausch mit E.ON im vergangenen Jahr nicht nur sehr viel Erneuerbare Energien-Geschäft zugegangen, durch den Kohlekompromiss in Deutschland muss man sich auch von seinem Kohlegeschäft verabschieden. In diesem Jahr wird bei RWE der erste 300 MW-Block vom Netz gehen. RWE werde, so Schmitz, die im Zuge des Kohlekompromiss bis 2023 geforderte Kapazitätsreduktion in Deutschland „nahezu vollständig allein tragen“. Bis 2030 sollen rund 5 GW Kraftwerksleistung im rheinischen Braunkohlenrevier zusätzlich zur Sicherheitsbereitschaft wegfallen.

Das hinterlässt bei dem NRW-Kraftwerksbetreiber auch deutliche Spuren bei den Mitarbeiterzahlen. Bis 2030 werden bei RWE 6.000 Stellen wegfallen, davon 3.000 bereits kurzfristig.

Gleichzeitig entwickelt sich RWE nun zu einem „Global Player im Bereich Erneuerbare“ – bei Offshore-Wind ist das Unternehmen mittlerweile zweitgrößter Anlagenbetreiber weltweit. 70 Prozent der Erträge kommen aus kontrahiertem oder reguliertem Geschäft mit Wind- und Solarstrom.

Bis 2022 will RWE weltweit 5 Milliarden Euro netto investieren, davon ein Fünftel bzw. 1 Milliarde in Deutschland, und seine installierte Wind- und Solarkapazität von rund 9 auf dann 13 GW erhöhen. 2,7 GW sind bereits in Bau.

Auch die Finanzberichterstattung wird ab diesem Jahr an die neue strategische Ausrichtung angepasst. RWE fasst

sein Kerngeschäft in vier Segmenten zusammen. Im Bereich Offshore-Wind bündeln die Essener ihre weltweiten Offshore-Windkraftanlagen und im Segment Onshorewind/Solarenergie die in Nordamerika, Europa und Asien/Pazifik installierten Onshore-Wind- und Solaranlagen. Das Geschäft mit Wasser- und Gaskraftwerken sowie Biomasseanlagen und die Minderheitsbeteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag bündelt RWE nun unter Wasser/Biomasse/Gas. Im vierten Geschäftsfeld Energiehandel werden alle Handelsaktivitäten sowie die von innogy übernommenen Gasspeicher zusammengefasst.

Nicht mehr zum Kerngeschäft zählt ab sofort das fünfte Segment Kohle/Kernenergie, wo die Stromerzeugung aus deutschen Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerken sowie die Kernkraftwerke gebündelt sind. Hier stehen die Ausstiegs- und Enddaten bereits fest.

Seine Kerngeschäftsfelder will RWE künftig in drei Regionen der Welt betreiben: In Europa, wo man von den europäischen Klimaschutzzielen und dem Ausbau der Erneuerbaren profitieren will. Dann USA und Kanada als zweite Kernregion, hier befindet sich derzeit rund ein Drittel von RWEs Erneuerbaren-Kapazität. Als dritte Kernregion hat RWE den asiatisch-pazifischen Raum identifiziert, hier will man am prognostizierten Ausbau der Erneuerbaren-Kapazitäten partizipieren.

Das Geld für den weiteren Unternehmensumbau ist da, RWE profitiert vom Geschäftsverlauf im vergangenen Jahr. Das bereinigte EBITDA erhöhte sich von 1,5 Milliarden Euro 2018 auf 2,1 Milliarden im vergangenen Jahr. Das bereinigte Nettoergebnis hat sich mit 1,2 Milliarden Euro gegenüber Vorjahr mit 591 Millionen Euro mehr als verdoppelt. Das laut Schmitz und Krebber „hervorragende Ergebnis“ verdankt RWE einem außerordentlich hohen Ergebnisbeitrag aus dem Energiehandel sowie einem starkem Gas- und LNG-Geschäft.

Für das laufende Geschäftsjahr 2020 rechnet RWE mit einem bereinigten EBITDA zwischen 2,7 und 3 Milliarden Euro, das bereinigte EBIT soll zwischen 1,2 und 1,5 Milliarden Euro liegen. Für 2020 bis 2022 strebt RWE, gemessen an den Ergebniskennzahlen, ein jährliches Wachstum von 7 bis 10 Prozent an. ■

GASHANDELS-MARKT

Marktbericht KW 11/2020



Am Montag der KW 11 ging es an den Handelsmärkten für Gas hoch her. Terminkontrakte wie Cal 21, Winter 20 und Cal 22 waren sehr gefragt: „Viele Kunden haben die niedrigen Preise genutzt, um sich einzudecken“, sagte ein Händler. Am Montag war der Preis für Cal 21 am NCG VP auf 13,60 Euro/MWh gefallen. An der niederländischen TTF wurde sogar die Marke von 13,00 Euro/MWh erreicht.

Auslöser war der extreme Verfall der Ölpreise, nachdem sich Russland und Saudi-Arabien nicht auf eine Förderbegrenzung einigen konnten. Dies habe wohl auch viele Gaseinkäufer aufgeweckt, meinte ein Marktteilnehmer. Dabei war der Preisrückgang im Vergleich zum Ölmarkt marginal. Am NCG VP wurde Cal 21 am Freitag der KW 10 mit 14,20 Euro/MWh notiert. Händler und Analysten sehen in dem ohnehin sehr niedrigen Preisniveau den Hauptgrund für das Ausbleiben eines extremen Preiseinbruchs. „Das bedeutet nicht, dass die Preise nicht weiter fallen können“, kommentierte ein Händler. Erst einmal erholten sich die Preise wieder. Für Cal 21 stieg die Notierung am NCG VP bis zum Mittwoch der KW 11 auf 13,85 Euro/MWh. Am Donnerstag fiel der Preis wieder deutlich, nachdem der Ölpreis einen weiteren Schwächeanfall erlitt. „Beim Ölpreis wird es erst einmal volatil weitergehen“, erwartet ein Händler. Zusätzlich sorgt der Coronavirus für grundsätzliche Unruhe: „Alle nehmen Risiko aus ihren Büchern“, erläuterte der Vorstandsvorsitzende eines Handelshauses. Auch der Day-Ahead Preis am NCG VP stieg diese Woche an. Freitag der vergangenen Woche hatte er ein Niveau von 8,80 Euro/MWh erreicht, da weiter viel zu viel Gas verfügbar ist. Dann wurde etwas kälteres Wetter vorhergesagt, und die Preise erholten sich. Aber dies ist natürlich weiter keine Trendwende.

Freitag der vergangenen Woche hatte er ein Niveau von 8,80 Euro/MWh erreicht, da weiter viel zu viel Gas verfügbar ist. Dann wurde etwas kälteres Wetter vorhergesagt, und die Preise erholten sich. Aber dies ist natürlich weiter keine Trendwende.

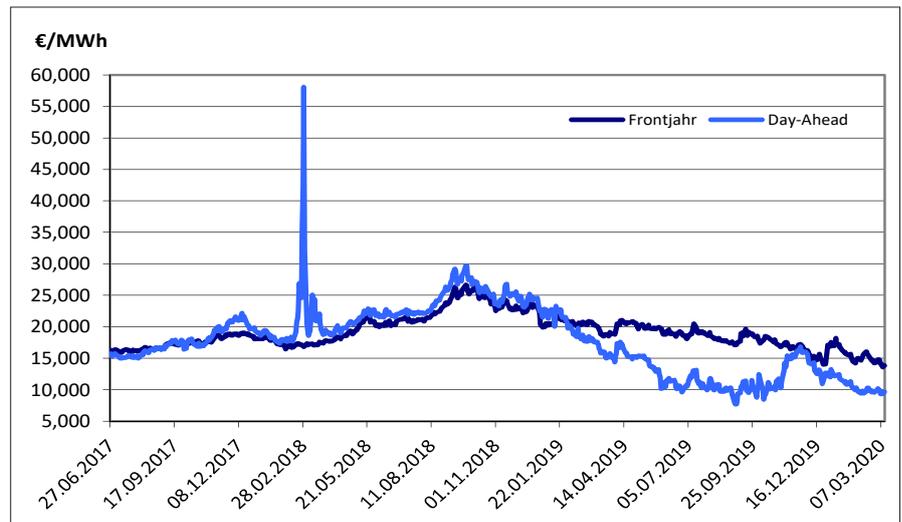
Tagesaktuelle Daten und Charts zum Thema Erdgas finden Sie unter www.eid-aktuell.de.

Füllstände europäischer Erdgasspeicher – 10.03.2020

Hub-Region*	Speicherfüllstand aktuell 1)	Speicherfüllstand Vorwoche 1)	Saldo Ein-/Aus-speicherung 2)	Gesamtkapazität aktuell 1)	Auslastung aktuell in %
Deutschland	170,6004	174,088	-3,4876 ▼	227,2995 ▼	75,06
Österreich	72,4219	74,3815	-1,9596 ▼	93,6273 ►	77,35
Belgien	5,9761	5,918	0,0581 ▲	9,0013 ►	66,39
Bulgarien	2,3384	2,4438	-0,1054 ▼	6,2700 ►	37,30
Tschechien	20,0987	21,7113	-1,6126 ▼	36,2428 ►	55,46
Dänemark	7,2606	7,3899	-0,1293 ▼	10,6400 ►	68,24
Frankreich	42,2970	47,0603	-4,7633 ▼	131,3142 ►	32,21
Ungarn	48,2697	49,2896	-1,0199 ▼	69,6366 ►	69,32
Italien	86,7302	91,0552	-4,3250 ▼	196,8798 ▲	44,05
Niederlande	69,3610	73,9741	-4,6131 ▼	139,4282 ▼	49,75
Polen	15,4256	16,5115	-1,0859 ▼	34,1987 ►	45,11
Slowakei	33,4144	34,0758	-0,6614 ▼	42,5476 ►	78,53
Spanien	24,2847	24,4391	-0,1544 ▼	33,1568 ►	73,24
UK	2,8960	3,1496	-0,2536 ▼	12,2839 ►	23,58
Gesamt*	633,9908	658,7355	-24,7447 ▼	1.109,1265 ▲	57,16
Ukraine	164,2085	164,2441	-0,0356 ▼	320,2329 ▲	51,28

Quelle: gie; 1) in TWh 2) in GWh/d, Werte zum Teil vorläufig; * Länderauswahl, Gesamt-Wert für EU28

EEX-Erdgaspreise Marktgebiet NCG – Day-Ahead und Frontjahr



EEX-Erdgas-Stichtagsnotierungen NCG und Abweichungen zu Gaspool und TTF

Euro je MWh	11.03.2020	04.03.2020	Veränderung	Abweichung Gaspool/NCG 11.03.	Abweichung TTF/NCG 11.03.
Day-Ahead	9,695	9,889	-0,194 ▼	0,082	-0,397
April 2020	9,750	9,423	0,327 ▲	-0,232	-0,365
Q2/2020	9,762	9,515	0,247 ▲	-0,180	-0,350
Sommer 2020	9,845	9,694	0,151 ▲	-0,200	-0,315
Winter 2020	13,590	14,277	-0,687 ▼	-0,123	-0,404
Sommer 2021	13,031	13,940	-0,909 ▼	-0,082	-0,432
Winter 2021	15,474	16,779	-1,305 ▼	0,000	-0,550
Cal 2021	13,853	14,769	-0,916 ▼	-0,064	-0,454
Cal 2022	15,135	16,491	-1,356 ▼	0,000	-0,435

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

Unternehmen / Übertragungsnetz

50Hertz will Investitionen deutlich hochfahren

Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz hat im vergangenen Jahr rund 60 TWh Ökostrom durch sein gut 10.000 Kilometer langes Höchstspannungsnetz geleitet. Wie Stefan Kapferer, seit Dezember 2019 Vorsitzender der Geschäftsführung von 50Hertz, auf der Bilanzpressekonferenz in Berlin mitteilte, entspricht das gegenüber 2018 einem Anstieg von 5 Prozent. Damit sei der Anteil der Erneuerbaren am Jahresstromverbrauch in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen – einem Gebiet mit etwa 18 Millionen Einwohnern – im Jahresmittel auf 60 Prozent gestiegen. Auch die installierte Kapazität sei weiter gewachsen, aber relativ moderat von 32,9 auf 34,3 GW. „Da brauchen wir in den kommenden Jahren eine stärkere Beschleunigung.“

Erfreut zeigte sich Kapferer, dass immer seltener in die Fahrweise der Anlagen eingegriffen werden müsse. „Es ist uns gelungen, das System trotz eines immer weiter steigenden Anteils an Erneuerbaren stabil zu halten. Das ist ein starkes Signal, dass wir auch auf höhere Anteile vorbereitet sind.“ Unterm

Strich konnte das Unternehmen beim Einspeisemanagement von Erneuerbaren-Anlagen und Redispatch mit konventionellen Kraftwerken die Strommengen von 4 auf 2,5 TWh senken, was die Kosten im Vorjahresvergleich von 134 auf nun 84 Millionen Euro verringerte. 2015 waren mit fast 11 TWh im Engpassmanagement sogar 354 Millionen Euro angefallen. „Jeder Kilometer Netzausbau, der erledigt ist, hilft uns, weil er die Kosten der Eingriffe senkt“, so Kapferer.

Tesla-Werk könnte den Stromverbrauch der Stadt Leipzig haben

Wie Kapferer weiter mitteilte, lag der Stromverbrauch im 50Hertz-Netzgebiet im vergangenen Jahr mit 99 TWh leicht unter dem Vergleichsniveau von 2018 mit 101 TWh. Bis 2030 werde der Verbrauch voraussichtlich auf etwa 103 TWh steigen, „natürlich mit Unsicherheiten in der Prognose“, etwa durch die Ansiedlung von Tesla im brandenburgischen Grünheide in der Nähe von Berlin. „Es gibt Endausbauszenarien, dass Tesla dort in etwa den Stromverbrauch wie die Stadt Leipzig haben könnte.“ Bei der Dynamik im künftigen Stromverbrauch sei besonders die

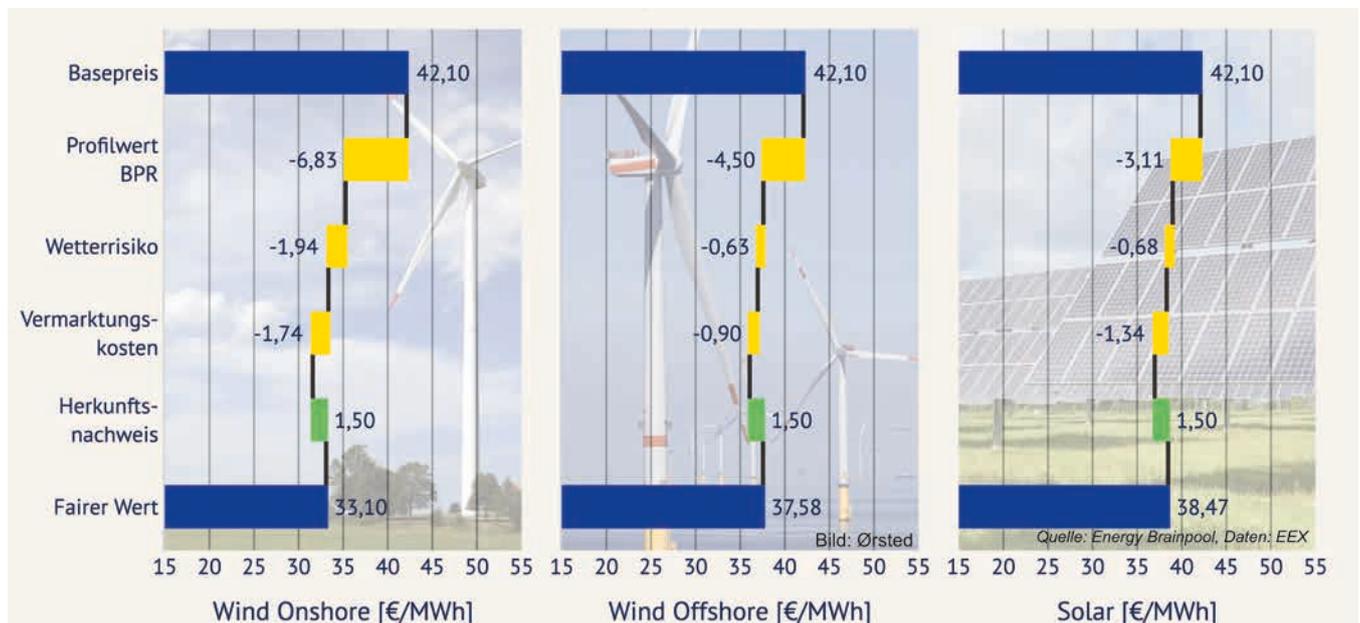
Frage von Bedeutung, „wie stark der zukünftige Dekarbonisierungsbedarf der energieintensiven Unternehmen über die direkte Verwendung von Strom erfolgt und wie viel möglicherweise über die Verwendung von Wasserstoff“.

„Unser Gebiet Nordostdeutschland wird das grüne Kraftwerk der Energiewende sein. In den Flächenländern unseres Netzbetriebs können wir erhebliche Überschüsse erwarten – heute, 2030 und danach noch mehr denn je. Es kommt aber darauf an, dass wir den dort erzeugten grünen Strom innerhalb der Bundesrepublik, aber auch innerhalb Europas über die Interkonnektoren leiten können“, kommentierte Kapferer.

Mit Blick auf das laufende Jahr verwies er besonders auf die wohl im zweiten Quartal anstehende Inbetriebnahme der so genannten Combined Grid Solution – Kriegers Flak (CGS), „ein innovatives Projekt, das nicht nur die Strommärkte von Deutschland und Dänemark verbindet, sondern gleichzeitig zwei Offshorewindparks in der Ostsee“. Zudem stehe der Anschluss von Offshore-Windpark Ostwind 2 (Baltic Eagle und Arcadia Ost 1) auf dem Plan. „Und wir werden

PPA-Preismonitor vom 11. März 2020 von Energy Brainpool für den EID

Das Analyseunternehmen Energy Brainpool ermittelt für den EID wöchentlich einen „fairen Wert“ für Power Purchase Agreements mit einer Laufzeit von fünf Jahren – für Onshore-Windanlagen, Offshore-Windparks und Solaranlagen. Dieser faire Wert eines PPA berücksichtigt neben Strompreis und Profilvertrag, den so genannten Base-Parity-Ratio (BPR), insbesondere das Wetterrisiko, die Vermarktungskosten und einen Erlös für Herkunftsnachweise.



Fairer Wert eines PPA mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognose, Bewertung zu Settlementpreisen am 11. März 2020. Quelle: Energy Brainpool

weitere Power-to-Heat-Kooperationen insbesondere mit Stadtwerken in Mecklenburg-Vorpommern und wahrscheinlich auch mit Hamburg angehen. Dahinter steht der Gedanke: nutzen statt abregeln, also den Strom für Wärmespeicher zu nutzen.“ – Projekte, die sich schon in der Vergangenheit als durchaus wirtschaftlich gezeigt hätten.

2019 erzielte 50Hertz, das zu 80 Prozent zur belgischen Elia-Group gehört, ein Jahresergebnis von 178 Millionen Euro. Ein Jahr zuvor waren es noch 238 Millionen Euro. Bis 2024 will das Unternehmen rund 4,2 Milliarden Euro in den Ausbau des Netzes investieren, nach 3,1 Milliarden in der vergangenen Fünfjahresperiode. 60 Prozent der Investitionen sollen nach Angaben von Finanzgeschäftsführer Marco Nix dabei aus externer Finanzierung kommen. ■

Stromvertrieb / Bonussystem

E.ON macht bei Payback mit

E.ON kooperiert ab sofort mit dem Bonussystem-Anbieter Payback. „Viele Millionen“ Payback-Nutzer könnten, so der Versorger, damit bei Abschluss „spezieller Ökostrom- und -Erdgas-Tarife“ Payback-Punkte sammeln. „Wir freuen uns sehr darüber, unsere Kräfte mit Payback zu bündeln und den Kunden des Bonusprogramms attraktive Ökostrom- und Bioerdgas-Tarife anbieten zu können“, kommentierte Wolfgang Noetel, Geschäftsführer bei E.ON Energie Deutschland, den Schritt.

„Die sichere Versorgung mit Strom und Erdgas ist unseren Kunden sehr wichtig. Hier die passenden Angebote zu erhalten

und dabei on top wertvolle Punkte zu sammeln, ist für Millionen Verbraucher relevant“, ordnete Payback-Geschäftsführer Dominik Dommick, die neue Partnerschaft ein.

Konkret können Payback-Kunden nach Unternehmensangaben „je nach Wahl des Tarifs, der Höhe ihres Energieverbrauchs und der Angabe ihrer Postleitzahl“ zum Start der Kooperation maximal bis zu 35.000 Payback-Punkte erhalten, wenn sie sich als Neukunden für einen der „ausgewählten Ökostrom- oder -Erdgas-Tarife“ entscheiden. Zudem werden jedem Kunden, der die E.ON Payback-Karte bestellt, „automatisch 250 Payback-Punkte gutgeschrieben“. ■

	Settlement-Preis	Letztes Volumen	Volumen	Offene Kontrakte
05. März 2020				
Jahr 2021 base	40,58	17.520	3.968.280	53.476
Jahr 2021 peak	49,33	15.660	18.792	5.453
Quartal 2/20 base	30,24	6.552	607.152	172.509
Quartal 2/20 peak	34,63	-	0	11.883
April 20 base	28,65	3.600	179.280	21.516
April 20 peak	32,50	-	-	599
06. März 2020				
Jahr 2021 base	40,19	8.760	3.066.000	54.131
Jahr 2021 peak	49,21	3.132	21.924	5.468
Quartal 2/20 base	30,21	10.920	318.864	172.798
Quartal 2/20 peak	34,58	-	0	11.888
April 20 base	28,70	7.200	257.040	22.810
April 20 peak	32,80	-	-	599
09. März 2020				
Jahr 2021 base	39,00	8.760	4.774.200	54.942
Jahr 2021 peak	47,77	3.132	84.564	5.541
Quartal 2/20 base	29,71	2.184	788.424	173.314
Quartal 2/20 peak	34,28	2.340	2.340	11.891
April 20 base	28,40	3.600	218.160	23.659
April 20 peak	32,61	1.320	3.168	624
10. März 2020				
Jahr 2021 base	39,74	8.760	4.038.360	55.506
Jahr 2021 peak	48,73	3.132	40.716	5.578
Quartal 2/20 base	30,77	2.184	1.603.056	174.018
Quartal 2/20 peak	35,35	-	0	11.921
April 20 base	29,59	7.200	468.000	25.409
April 20 peak	33,60	264	6.336	673
11. März 2020				
Jahr 2021 base	39,99	43.800	2.733.120	55.863
Jahr 2021 peak	48,95	15.660	37.584	5.619
Quartal 2/20 base	31,35	10.920	1.408.680	174.706
Quartal 2/20 peak	36,65	-	-	11.841
April 20 base	30,28	3.600	684.000	27.026
April 20 peak	34,12	1.320	1.320	783

Preise in Euro/MWh; Volumen in MWh

Sektorkopplung

Power-to-Heat-Wärmespeicher in Ludwigsburg abgenommen

Der neue Wärmespeicher der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB) ist fertig. Nachdem alle Restarbeiten erledigt wurden, soll nun in Kürze regenerativ erzeugte Wärme in das ausgebaute Verbundnetz der Stadtwerke eingespeist werden. Die erste Solarwärmeeinspeisung im Probebetrieb fand bereits Ende Februar statt.

Der neue Wärmespeicher wurde direkt mit dem benachbarten Holzheizkraftwerk der Stadtwerke verbunden und ist Bestandteil des Projektes SolarHeatGrid. Die Stadtwerke setzen damit seit Mitte 2017 ein durch den Bund mit 10 Millionen Euro gefördertes Modellprojekt um. Durch die Kombination der Solaranlage (9 MW Spitzenleistung) und des Wärmespeichers soll künftig mehr Regenerativ-Wärme ins Netz fließen. Insgesamt belaufen sich die Projektkosten auf 15 Millionen Euro.

Im Rahmen des Projektes haben die Stadtwerke auch drei separierte Fernwärmenetze an das Ludwigsburger Fernwärmenetz angebunden, die bislang fossil versorgt wurden. Die Stadtwerke leiten daraus Vorteile für alle Einzelnetze ab. Zum einen erhöhe sich die Wärmequalität in den neu angeschlossenen Netzen durch den Anschluss an das „in großen Teile regenerative“ bestehende Verbundnetz. Zudem könnten die Heizwerke künftig ggf. als Standorte für weitere KWK-Erzeuger genutzt werden, was die Effizienz erhöhe und die CO₂-Emissionen weiter senke. ■

Unternehmen

Uniper peilt klimaneutrale Stromproduktion an

Nicht nur der Mai macht alles neu. Fast durch die Bank bedienen sich große Energieversorger in ihren Statements derzeit dieses Attributs, um zu demonstrieren, wie gut sie aktuellen Herausforderungen gewachsen sind. Auch Uniper macht da keine Ausnahme – und so lud der drittgrößte deutsche Energieversorger zur Bilanzvorlage nach Düsseldorf, um die „neue Uniper“ vorzustellen. Wichtiger Baustein sei dabei das Ziel, Strom in Europa bis 2035 CO₂-neutral zu produzieren, sagte der Vorstandsvorsitzende An-

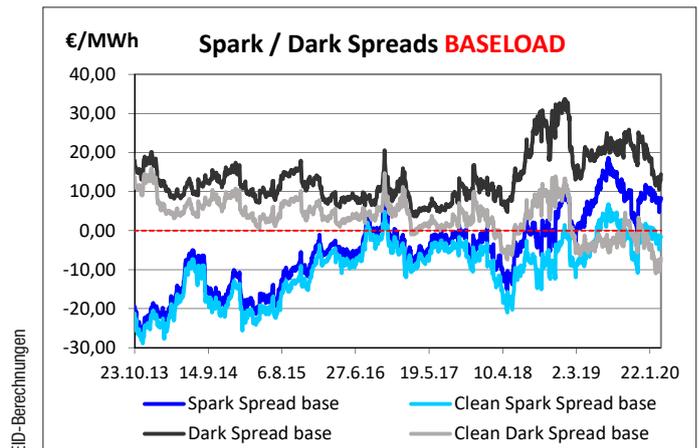
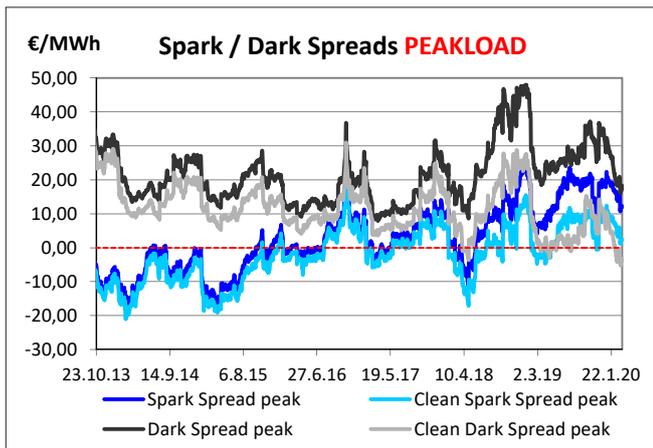
dreas Schierenbeck. „Das schließt Möglichkeiten ein, weitere Emissionen zu emittieren, solange diese ausgeglichen werden“, betonte er.

Uniper will die Emissionen im Segment Europäische Erzeugung von derzeit 22 Millionen Tonnen auf „Netto-Null“ im Jahr 2035 drosseln. Sie sollen schrittweise reduziert werden – etwa mit Hilfe langfristiger Verträge über die Abnahme von Strom aus Wind und Sonne, so genannter Power Purchase Agreements. Der Anteil der CO₂-freien Erzeugung über Wasser- und

Kernkraftwerke will das Unternehmen von derzeit rund 40 Prozent in Europa in den kommenden Jahren „deutlich“ erhöhen. „Unser Wandel hin zu einem klimafreundlicheren Unternehmen ist in vollem Gange. Wir haben die strategischen Weichen gestellt, um die Dekarbonisierung erheblich zu beschleunigen“, meint Schierenbeck. Seit 2016 sei seinem Unternehmen hier schon Bedeutendes gelungen: In der Zeit von 2016 bis 2019 seien die CO₂-Emissionen von 74 auf 47 Millionen Tonnen gesenkt worden.

EID KRAFTWERKS-SPREADS

Deutsche Erzeugungs-Bruttomargen Month-ahead (tagesaktuelle Spreads in der EID Lounge unter www.eid-aktuell.de)



Deutsche Kraftwerks-Spreads vom 11. März 2020 – in Euro je MWh

PEAKLOAD	Spark Spread	+/- 04.03.20	Clean Spark Spread	+/- 04.03.20	Dark Spread	+/- 04.03.20	Clean Dark Spread	+/- 04.03.20
Monat 1	12,12	0,49	2,33	0,46	18,24	1,60	-3,23	1,52
Monat 2	12,63	0,33	2,84	0,29	18,37	0,91	-3,10	0,83
Quartal 1	13,62	0,30	3,84	0,27	19,58	1,23	-1,89	1,15
Quartal 2	17,35	0,18	7,56	0,15	23,08	0,73	1,62	0,65
Jahr 1	17,69	1,55	7,90	1,51	30,39	0,34	8,93	0,26
Jahr 2	19,06	1,87	9,27	1,83	32,72	-0,17	11,26	-0,26

BASELOAD	Spark Spread	+/- 04.03.20	Clean Spark Spread	+/- 04.03.20	Dark Spread	+/- 04.03.20	Clean Dark Spread	+/- 04.03.20
Monat 1	8,28	0,94	-1,51	0,91	14,40	2,05	-7,07	1,97
Monat 2	8,43	0,43	-1,36	0,39	14,17	1,01	-7,30	0,93
Quartal 1	9,32	0,47	-0,46	0,44	15,28	1,40	-6,19	1,32
Quartal 2	11,98	0,30	2,19	0,27	17,71	0,85	-3,75	0,77
Jahr 1	8,73	1,22	-1,06	1,18	21,43	0,01	-0,03	-0,07
Jahr 2	8,95	1,90	-0,84	1,86	22,61	-0,14	1,15	-0,23

EID-Berechnungen. Preisdaten: EEX. Den Spreadberechnungen zugrunde liegende Strompreise sind in der oberen Tabelle Peakload- und in der unteren Tabelle Baseload-Notierungen. Die Gaspreise gelten für das Marktgebiet NCG. Die Spark Spreads (Brutto-Marge Gas) berechnen sich für ein Muster-Gaskraftwerk mit 49,13 Prozent Wirkungsgrad; für Dark Spreads (Steinkohle-Kraftwerk) gilt ein Wirkungsgrad von 38 Prozent. Die Clean Spreads bilden sich aus der Differenz aus Brennstoffpreis einschließlich CO₂-Preis und Strompreis.

Uniper rechnet mit Investitionen von rund 1,2 Milliarden Euro bis 2022, um zu dem Ziel zu gelangen. Dabei legt das Unternehmen zur Verteilung der Gelder bei Investitionsprojekten künftig neue Maßstäbe an: Neben betriebswirtschaftlichen Kriterien würden alle Vorhaben auch auf ihr Potenzial zur Dekarbonisierung bewertet, erklärte Schierenbeck. Auch Emissionen im Gasbereich sollten peu à peu neutralisiert werden. Zunächst will Uniper diesen Geschäftszweig aber noch ausbauen. Das Unternehmen engagiere sich sowohl im Bereich Pipelinegas – wie beim

Projekt Nord Stream 2 – als auch für den Ausbau von LNG-Infrastruktur, etwa in Wilhelmshaven, heißt es. Sein Kohlekraftwerk Datteln 4 will Uniper früher als zuletzt geplant ans Netz bringen. Die Anlage sei im Probetrieb Anfang der Woche erstmals mit voller Last von 1.100 MW gelaufen. Die Vorbereitungen schritten gut voran, so dass der Start nun für den Frühsommer vorgesehen sei, sagte Schierenbeck. Für ihn stehe das nicht im Widerspruch zum Dekarbonisierungs-Ziel. Uniper brauche vielmehr zunächst die Einnahmen aus Datteln.

Im Geschäftsjahr 2019 hat Uniper seine Finanzziele übertroffen. Finanzvorstand Sascha Bibert präsentierte einen Konzernüberschuss von 644 Millionen Euro, nach einem Verlust von 442 Millionen im Jahr zuvor. Dies war vor allem einem positiven Effekt aus Termingeschäften mit Rohstoffen geschuldet, mit denen Uniper das Strom- und Gasgeschäft gegen Preisschwankungen absichert. Zur positiven Entwicklung beigetragen hätten auch das Russlandgeschäft und die Wiedereinführung des britischen Kapazitätsmarktes. ■

Gasverstromung

Küstenkraftwerk: Stadtwerke Kiel ziehen 100 Tage-Bilanz

Ende November 2019 hatten die Stadtwerke Kiel ihr neues „Küstenkraftwerk“, das ein im März 2019 stillgelegtes Kohlekraftwerk ersetzt, offiziell in Betrieb genommen. Jetzt haben die Stadtwerke eine erste – rundum positive – Bilanz gezogen. „Wir standen vor der Herausforderung, nach Stilllegung des Kohlekraftwerks, die Fernwärmeversorgung für rund 73.500 Haushalte in Kiel sicherzustellen“, so Frank Meier, Chef der Stadtwerke Kiel. Er verwies nochmals auf den „hohen Wirkungsgrad“ und die „flexibel und schnell zu- und abschaltbaren 20 Gasmotoren“ der neuen Anlage.

Mit dem Küstenkraftwerk verringern die Stadtwerke Kiel den CO₂-Ausstoß um 70 Prozent gegenüber dem im März 2019 stillgelegten Vorgänger-Kohlekraftwerk. Das emittierte pro Jahr im Schnitt 1.400.000 Tonnen CO₂. „Die ersten 100 Tage Betrieb des Küstenkraftwerks bestätigen uns, dass wir unser Ziel erreichen werden, den Ausstoß um rund 70 Prozent zu reduzieren“, so Jörg Teupen, Technik-Chef der Stadtwerke.

Das Küstenkraftwerk, dessen Auslastung seit Inbetriebnahme bei über 90 Prozent liegt, verfügt über einen Elektrodenkessel und einen 60 Meter hohen Wärmespeicher. „Den

Wärmespeicher nutzen wir täglich“, so Teupen. Meist werde er tagsüber be- und nachts entladen, so dass die Fahrweise der Motoren an den Preisimpulsen der Strombörse ausgerichtet werden könne. In den letzten gut drei Monaten seien im Speicher rund 42.000 MWh Wärme ein- und ausgelagert worden. Der Speicher sichere den gewünschten Einsatz des Elektrodenkessels, über den überschüssiger Erneuerbaren-Strom jederzeit aus dem Netz abgenommen werden könne, da die erzeugte Wärme unmittelbar in den Wärmespeicher gepumpt und diese dann zeitversetzt genutzt werden könne. ■

Speicher

Enertrag nimmt Power to Heat-Speicher in Betrieb

Das Motto des Projektes ist Programm: ‚Nutzen statt Abschalten‘. Enertrag hat in der Brandenburger Ortschaft Nechlin einen Power to Heat-Speicher in Betrieb genommen. Die Anlage nutzt erneuerbaren Strom aus benachbarten Windenergieanlagen, der bei besonders kräftigem Windaufkommen anfällt, dafür, Wasser im Wärmespeicher zu erhitzen. Transportiert wird die Wärme über das Nahwärmenetz in Nechliner Häuser, wodurch alte Öl- und Gasheizungen wegfallen können.

Das Besondere an dem Speicher: Es wird nur der Windstrom zum Erhitzen des Wassers genutzt, der anfällt, wenn es besonders windig ist und der daher nicht ins Stromnetz eingespeist werden kann. Überschüssiger Windstrom, den 17 Windenergieanlagen in der benachbarten Uckermark erzeugen, wird nicht aberegelt, sondern

zur Wärmeerzeugung genutzt. Die nahe gelegenen Windenergieanlagen erzeugen rund 70 Millionen kWh im Jahr, wobei zeitweilig mehr Strom anfällt, als das Netz aufnehmen kann, so dass der Übertragungsnetzbetreiber mehrmals im Monat abregeln muss. Laut Enertrag-Berechnungen bleiben bis zu 5 Prozent des Windstroms dadurch ungenutzt.

Die Power to Heat-Anlage ist so konzipiert, dass über das Enertrag Steuersystem PowerSystem die Heizstäbe automatisch dann anspringen, wenn die Windenergieanlagen abgeschaltet werden. Der Windpark ist über ein Stromkabel direkt mit dem Speicher verbunden, wo rund 1 Million Liter Wasser auf bis zu 93 Grad Celsius erhitzt werden. Bei Bedarf kann das Warmwasser dann in das örtliche Nahwärmenetz abgegeben werden. Laut Enertrag benötigt der Speicher bei starkem Wind nur wenige

Stunden zum Aufheizen und kann das Dorf bis zu zwei Wochen komplett mit Wärme versorgen.

Die Power to Heat-Anlage in Nechlin ist Teil des WindNODE-Netzwerks und des SINTEG-Förderprogramms des Bundes, ohne dass der Speicher bei aktuellen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Daher ist den Projektverantwortlichen derzeit noch unklar, wie es mit dem Vorhaben weitergeht, wenn das Programm Ende 2020 ausläuft. Enertrag-Gründer Jörg Müller sieht nur bei rechtlichen Änderungen im EEG und bei der Stromsteuer eine Zukunft für derartige Systeme. Seiner Einschätzung nach ist es „absurd“, dass auf Wärme, die in Power to Heat-Anlagen produziert wird, im Vergleich zu Öl und Gas „ein Vielfaches an staatlichen Abgaben zu zahlen ist“. Dadurch verpuffe „wertvolle Energie“ ungenutzt. ■

MINERALÖL-MARKT

Heizölpreise

Angebotspreise für HEL-Lieferungen von 1.000, 3.000 und 5.000 Liter (Premium-Qualität) frei Verwendertank, alles je 100 Liter, einschließlich 19 Prozent Mehrwertsteuer, EBV und IWO am **11.03.2020**:

in Euro	1.000 l	3.000 l	5.000 l
Berlin	64,30-66,85	55,20-56,50	52,80-55,45
Hamburg	57,85-68,10	48,55-59,20	47,00-58,05
Hannover	59,00-61,25	49,75-59,50	48,20-55,95
Düsseldorf	59,40-67,65	56,90-59,50	53,90-56,50
Frankfurt	59,80-66,65	54,00-61,50	52,95-57,45
Karlsruhe	69,75-74,60	56,75-62,50	55,20-60,75
Stuttgart	74,55-77,40	63,95-64,80	61,75-62,10
München	66,50-70,55	61,60-64,00	59,85-62,35
Rostock	58,30-69,60	49,40-57,30	47,85-55,45
Leipzig	60,45-71,35	51,15-60,85	49,60-58,00
Dresden	50,55-64,75	51,00-55,25	49,75-54,50
Cottbus	57,60-68,30	49,10-58,40	48,05-55,20
Kiel	60,70-70,10	49,15-58,25	47,60-55,80
Lübeck	60,80-67,20	51,00-59,40	49,45-58,20
Bremen	60,10-65,55	52,40-55,35	50,75-54,15
Durchschnittspreis low	61,30	53,35	51,65

Quelle: EID; Excel-Download in der EID Lounge unter www.eid-aktuell.de

Tankstellenpreise: Durchschnitte Großgesellschaften

Von drei Großgesellschaften erhielt der EID per **11.03.2020** die folgenden bundesweiten Durchschnittspreise:

in Cent je Liter	A	B	C
Super Plus	144,5	149,9	-
Eurosuper E5	134,9	132,9	133,8
Eurosuper E10	132,3	129,9	130,8
Dieselmotorkraftstoff	119,0	115,6	117,9

Quelle: EID; Excel-Download in der EID Lounge unter www.eid-aktuell.de

Tankstellen-Städtepreise: Tageswerte high/low

in Cent je Liter: der Preisabstand zwischen Eurosuper E5 und Super Plus kann im Falle von Premiumqualitäten größer sein.

am 12.03.2020	Hamburg	Kiel	Hannover	Rostock	Essen	Düsseldorf
Super Plus	146,9-133,9	147,9-140,9	149,9-131,9	137,9-134,9	143,9-137,9	144,9-134,9
Eurosuper E5	139,9-126,9	140,9-133,9	142,9-123,9	130,9-127,9	136,9-130,9	137,9-127,9
Eurosuper E10	136,9-123,9	137,9-130,9	139,9-121,9	127,9-124,9	133,9-127,9	134,9-124,9
Dieselmotorkraftstoff	121,9-107,9	123,9-116,9	122,9-108,9	116,9-110,9	117,9-112,9	120,9-110,9
am 12.03.2020	Berlin	Leipzig	Frankfurt/M	Stuttgart	Nürnberg	München
Super Plus	146,9-134,9	143,9-129,9	147,9-132,9	145,9-133,9	145,9-134,9	150,9-137,9
Eurosuper E5	137,9-127,9	136,9-122,9	140,9-125,9	138,9-126,9	138,9-127,9	143,9-130,9
Eurosuper E10	136,9-124,9	133,9-119,9	137,9-122,9	135,9-123,9	135,9-124,9	140,9-127,9
Dieselmotorkraftstoff	119,9-109,9	114,9-105,9	125,9-109,9	122,9-109,9	127,9-113,9	129,9-112,9

Ölmarkt

Preisschock

Nach dem Scheitern der OPEC-Gespräche zum Ende der KW 10 hat der von Saudi-Arabien und Russland geführte Preiskrieg eine Schockwelle an den internationalen Rohölmärkten ausgelöst. Die Notierungen fielen in der KW 11 so stark wie seit Beginn des Golfkrieges von 1991 nicht mehr. Brent-Nordseeöl rutschte bis an die Marke von 31 US-Dollar ab, die amerikanische Sorte WTI fiel sogar bis auf 27 US-Dollar je Barrel zurück. Fundamentale Faktoren wurden in der zurückliegenden Handelswoche quasi vollständig ausgeblendet, der Handel blieb extrem volatil. Die Tendenz zeigt bei den Ölpreisen gegenwärtig deutlich nach unten und auch in den kommenden Wochen dürften starke Preisausschläge zu erwarten sein.

Da in der OPEC+-Gruppe die Verhandlungen über eine zusätzliche Förderkürzung von 1,5 Millionen Barrel am Widerstand Russlands gescheitert waren, hatte Saudi-Arabien angekündigt, seine Förderung bis auf maximale 13 Millionen Barrel am Tag zu erhöhen. Für das zweite Quartal muss deshalb mit einer deutlichen Überversorgung des Marktes gerechnet werden, denn durch die Corona-Pandemie wird die globale Ölnachfrage gering bleiben. Mit dem Preiskrieg wollen sich Russland und Saudi-Arabien Marktanteile sichern – und damit scheinen die beiden Staaten Erfolg zu haben. Aus den USA wird berichtet, dass zahlreiche Schieferölunternehmen bereits substanzielle Kürzungen bei ihren Investitionen vornehmen, weil sich auf dem niedrigen Ölpreisniveau die technologie- und kostenintensive Förderung von Schieferöl nicht mehr lohne. ■

MINERALÖL-MARKT

Brent-Notierungen (\$/b) und ECB Ref.Rate / US-\$/Euro

	April	Mai	Juni	EuroFx / US-\$/Euro
05.03.2020	51,40-51,60	51,40-51,60	51,50-51,70	1,1187 / 0,8939
06.03.2020	45,50-45,70	45,60-45,80	45,70-45,90	1,1336 / 0,8821
09.03.2020	36,60-36,80	36,50-36,70	36,90-37,10	1,1456 / 0,8729
10.03.2020	35,60-35,80	36,80-37,00	37,40-37,60	1,1390 / 0,8780
11.03.2020	34,90-35,10	36,10-36,30	36,90-37,10	1,1336 / 0,8821

Quelle: OMR

Argus Flüssiggas-Notierungen (LPG)

Spotmarkt-Notierungen, alles in US-Dollar je Tonne (Veränderungen vs. 18.12.19 in Klammern):

11.03.2020	Propan			Butan		
fob ARA*	(-69)	294-300	(-69)	(-110)	262-268	(-110)
cif ARA**	(-83)	224-226	(-81,5)	(-100)	259,5-265	(-95,5)
fob NWE 2.000 t	(-89)	268-274	(-89)	(-98)	339-345	(-98)

* Propan bis 1.300 t; Butan bis 1.200 t; ** Propan 7.-20.500 t; Butan 7.-12.000 t Copyright © 2015 Argus Media Ltd. All rights reserved. No copying, reproduction or dissemination in any form or for any purpose whatsoever is permitted without the prior written consent of Argus. Argus makes no warranties, express or implied, as to the accuracy, adequacy, timeliness, or completeness of the data or its fitness for any particular purpose. Argus shall not be liable for any loss or damage arising from any party's reliance on the data and disclaims any and all liability related to or arising out of use of the data to the fullest extent permissible by law.

Argus European Products Northwest Europe

Preise in US-Dollar je Tonne (Veränderungen vs. Vorwoche in Klammern):

11.03.2020			
Naphtha 65 para NWE barge fob	(-117,50)	297,00-298,00	(-117,50)
Naphtha 65 para NWE cif	(-117,50)	301,00-302,00	(-117,50)
Gasoline Euro-bob oxy NWE barge	(-151,00)	323,50-324,00	(-151,00)
Gasoline Euro-bob non-oxy NWE barge	(-159,50)	328,00-328,50	(-159,50)
Gasoil diesel 10ppm German Rotterdam fob barge	(-87,50)	373,50-374,00	(-87,50)
Gasoil diesel 10ppm German NWE cif	(-89,75)	376,50-377,50	(-89,75)
Gasoil heating oil German Rotterdam fob barge	(-80,00)	369,00-369,50	(-80,00)
Gasoil heating oil German NWE cif	(-89,50)	374,50-375,50	(-89,50)
MTBE Rotterdam fob	(-163,00)	430,25-431,00	(-162,75)
Jet/kerosine NWE barge	(-84,00)	384,75-385,25	(-84,00)
Jet/kerosine NWE cif	(-91,25)	382,50-383,50	(-91,25)
FAME OC CFPP RED ARA barge fob	(-73,00)	765,00-775,00	(-73,00)
Ethanol NWE T2 RED fob Rotterdam inc duty	(-63,55)	809,91-824,19	(-54,91)

Copyright © 2015 Argus Media Ltd. All rights reserved. No copying, reproduction or dissemination in any form or for any purpose whatsoever is permitted without the prior written consent of Argus. Argus makes no warranties, express or implied, as to the accuracy, adequacy, timeliness, or completeness of the data or its fitness for any particular purpose. Argus shall not be liable for any loss or damage arising from any party's reliance on the data and disclaims any and all liability related to or arising out of use of the data to the fullest extent permissible by law.

Frachtraten

Die Frachtraten für Gasöl-Transporte waren nach den Ermittlungen des EID wie folgt (Grundlage: 1.000-Tonnen-Partien auf dem Rhein ab Rotterdam):

am 10.03.2020		
Duisburg	Euro/t	8,75-10,50
Frankfurt	Euro/t	16,00-19,00
Karlsruhe	Euro/t	17,50-20,50
Basel	SFR/t	18,50-22,00
am 12.03.2020		
Duisburg	Euro/t	9,50-11,00
Frankfurt	Euro/t	16,00-20,00
Karlsruhe	Euro/t	18,00-21,50
Basel	SFR/t	10,50-23,00

Quelle: EID

CNG-Preise

11. KW	
H-Gas	1,120 €/kg
Benzinliteräquivalent	0,724 €/l
L-Gas	0,973 €/kg
Benzinliteräquivalent	0,680 €/l

Quelle: Zukunft ERDGAS, Stichtagspreise

Autogaspreise

11. KW (in Cent/l)	
Ost	52,00-61,90
Nord	57,90-61,90
Süd	61,90-64,90
West	58,90-77,90

Quelle: DVFG, Stichtagspreise

Energie
Archiv

Damit Sie immer **100%** geben können



Jetzt
kostenlos im
Medienpaket
freischalten!

Mit dem neuen **Energie Archiv** bleiben Sie auf dem neusten Wissensstand.

www.eid-aktuell.de/fachartikel

MINERALÖL-MARKT

Ölmarktpreise – Rotterdam und Inland

Der O.M.R. Oil Market Report (OMR) hat nachstehende fob-ARA-Preise in US-\$/t für den Rotterdamer Spotmarkt ermittelt.

	Superbenzin	Eurobob*	Gasöl EU (50 ppm)	Diesel (10ppm)	Heizöl max. 1% S	Heizöl High S
05.03.2020	492,0-493,0	479,0-480,0	454,0-456,0	455,0-457,0	312,0-314,0	250,0-252,0
06.03.2020	440,0-447,0	428,0-435,0	411,0-413,0	412,0-414,0	277,0-278,0	226,0-227,0
09.03.2020	369,0-373,0	356,0-360,0	357,0-359,0	358,0-359,0	196,0-197,0	162,0-163,0
10.03.2020	349,0-355,0	336,0-342,0	368,0-370,0	369,0-371,0	194,0-199,0	161,0-166,0
11.03.2020	338,0-343,0	325,0-330,0	374,0-376,0	374,0-376,0	214,0-222,0	155,0-163,0

* Eurobob = European Blendstock for Oxygene Blending, eine Mischkomponente, die unter Hinzufügung der erforderlichen Beimischung der Benzin-Norm EN228 entspricht. Quelle: OMR

Der OMR notierte für Lieferungen ab Raffinerie/Lager frei TKW (fot) in Euro/t (Angaben exkl. Steuern/EBV/IWO. Bei der Umrechnung in Euro/t wurden folgende spezifische Gewichte zugrunde gelegt: Superbenzin 0,755; Normalbenzin 0,745; Diesel 0,845; Heizöl leicht 0,845):

	Superbenzin E5	Superbenzin E10	Diesel (10ppm)	Heizöl leicht (50ppm)
05.03.2020				
Norden	511,0-524,2	489,8-505,7	503,7-509,6	420,4-427,5
Osten	524,2-528,2	503,0-507,0	521,4-526,2	428,1-437,0
Seefeld	501,7-509,7	480,5-488,5	502,5-512,0	416,9-422,8
Südosten	537,5-545,4	516,3-524,2	516,7-526,2	433,4-443,5
Westen	507,0-513,6	485,8-492,5	504,9-513,1	426,3-433,4
Rhein-Main	526,2-533,5	505,0-512,3	510,8-521,4	433,4-441,7
Südwesten	495,1-504,4	473,9-483,2	498,9-506,0	439,3-444,1
Süden	503,7-511,0	482,5-489,8	545,1-553,4	471,3-480,8
06.03.2020				
Norden	503,0-508,3	481,9-487,2	478,8-484,7	393,2-400,3
Osten	509,7-512,3	488,5-491,1	497,2-503,7	405,0-409,8
Seefeld	481,9-489,8	460,7-468,6	482,4-488,3	395,6-400,3
Südosten	532,2-545,4	511,0-524,2	496,6-501,3	416,9-426,3
Westen	492,5-497,7	471,3-476,6	482,4-487,1	400,3-402,7
Rhein-Main	504,4-511,0	483,2-489,8	491,8-495,4	410,9-416,9
Südwesten	476,6-489,1	455,4-467,9	476,4-482,4	413,3-419,2
Süden	480,5-489,8	459,3-468,6	522,6-532,1	453,6-459,5
09.03.2020				
Norden	435,5-451,4	414,3-430,2	418,5-433,8	325,7-341,1
Osten	448,7-464,6	427,5-431,5	438,6-459,9	341,1-369,5
Seefeld	391,8-419,6	370,6-398,4	418,5-444,5	325,7-351,8
Südosten	466,0-483,2	444,8-462,0	455,1-462,2	370,7-382,5
Westen	419,6-443,4	398,4-422,3	425,6-439,8	342,3-356,5
Rhein-Main	422,3-436,8	401,1-415,6	435,0-448,0	352,4-367,2
Südwesten	409,0-447,4	387,8-426,2	429,1-442,7	369,5-380,2
Süden	431,5-447,4	410,3-426,2	461,1-490,7	390,5-420,4
10.03.2020				
Norden	427,5-448,7	413,0-431,5	430,3-440,9	345,9-358,9
Osten	434,2-451,4	413,0-418,3	451,6-467,0	355,3-384,9
Seefeld	397,1-419,6	375,9-398,4	437,4-454,0	341,1-367,2
Südosten	443,4-499,1	422,3-466,0	459,9-469,3	369,5-394,4
Westen	417,0-439,5	395,8-418,3	436,2-449,2	357,7-371,9
Rhein-Main	426,9-433,5	405,7-412,3	452,8-467,0	369,5-389,6
Südwesten	412,3-423,6	391,1-402,4	443,3-457,5	382,5-396,7
Süden	434,2-452,7	413,0-431,5	477,6-498,9	419,2-438,2
11.03.2020				
Norden	424,9-447,4	403,7-426,2	429,1-444,5	355,3-364,8
Osten	419,6-435,5	398,4-402,4	457,5-463,4	366,0-377,8
Seefeld	397,1-401,1	375,9-379,9	445,7-451,6	348,2-361,2
Südosten	456,7-464,6	435,5-443,4	457,5-471,7	382,5-400,9
Westen	419,6-427,5	398,4-406,4	438,6-444,5	362,4-371,9
Rhein-Main	424,9-431,5	403,7-410,3	454,0-458,7	375,4-382,5
Südwesten	407,7-414,3	386,5-393,1	448,6-454,0	381,4-395,6
Süden	434,2-454,0	413,0-432,8	493,0-501,3	432,2-447,6

Quelle: OMR

Mineralöl

Rekordabsatz für Doppler Gruppe

Die österreichische Doppler Gruppe ist mit dem Geschäftsjahr 2019 mehr als zufrieden. Nachdem man im Jahr 2018 zum ersten Mal die Milliarden-Marke beim Ölabsatz in Litern knacken konnte, ging es im vergangenen Jahr noch ein Stück weiter rauf. Insgesamt setzte das private Energieunternehmen 1.044 Millionen Liter Diesel, Ottokraftstoffe und Heizöl ab. Das selbst gesteckte Ziel, die Absatzzahlen kontinuierlich zu steigern, hat das Unternehmen damit erreicht, zumal, wie Doppler mitteilt, das Wachstum über der allgemeinen Marktentwicklung lag. Insgesamt verkaufte Doppler im vergangenen Jahr 769 Millionen Liter Diesel, 238 Millionen Liter Ottokraftstoff und 37 Millionen Liter Heizöl. Hinzukommen 21.282 Tonnen Flüssiggas und 3.995 Tonnen Erdgas. Über seine Tankstellen setzte Doppler im vergangenen Jahr 574 Millio-

nen Liter ab. Der operative Cashflow erhöhte sich 2019 ein weiteres Mal. Nach 2017, als 15,2 Millionen Euro erreicht wurden, stieg der Cashflow 2018 auf 21,2 Millionen Euro und im vergangenen Jahr auf 26,2 Millionen Euro.

Der österreichische Mineralölmarkt kam 2019 auf ein leichtes Plus von 0,4 Prozent, was auf gestiegene Dieselabsatzmengen zurückzuführen ist. Der Dieselabsatz erhöhte sich von 8,27 Millionen Liter im Jahr 2018 auf 8,33 Millionen Liter 2019. Auch Heizöl verzeichnete leichte Zuwächse: die Absatzmengen stiegen von 1,26 Millionen Liter auf 1,27 Millionen Liter im vergangenen Jahr. Rückläufig war in Österreich 2019 der Benzin-Verbrauch: Ottokraftstoff-Absätze reduzierten sich von 2,2 Millionen Liter im Jahr 2018 auf 2,18 Millionen.

Die Doppler Gruppe betreibt in Österreich insgesamt 211 Tankstellen, davon wer-

den 211 unter der Marke Turmöl und 43 unter der Marke BP geführt. Dass man sich mit seinem Geschäft, das beim Kraftstoffabsatz ein 2-prozentiges Wachstum ausweist, etwas besser als die allgemeine Marktentwicklung behaupten konnte, führt man im Hause Doppler u.a. auf die gestiegene Bekanntheit der eigenen Marke Turmöl zurück. Beim Kundenvoting „Österreichs beste Tankstelle“ reichte es bei der Kategorie Preis-Leistung für den dritten Platz.

Auch mit den Convenience-Geschäft ist man bei Doppler zufrieden. Fast jede vierte Station (52) war 2019 mit einem SPAR express-Shop ausgestattet, weitere sollen hinzukommen. Die Kooperation mit SPAR wurde bis 2030 verlängert, die Zahl der SPAR express-Shop an Doppler-Stationen soll sich bis Ende 2020 um zwölf weitere auf 64 erhöhen. Darüber hinaus sollen die bestehenden Shops einen Refresh erhalten. ■

Vergleich der Verbraucherpreise in der EU

vom 02. März 2020

	EurosUPER unverbleit		Dieselkraftstoff		Heizöl leicht		Heizöl schwer*, < 1%-S	
	Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/Tonne	
	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern
Belgien	537,86	1.377,00	571,08	1.417,20	435,81	549,90	316,10	332,45
Bulgarien	553,19	1.099,45	577,43	1.089,27	448,41	934,45	-	-
Dänemark	620,77	1.548,24	627,46	1.322,09	671,51	1.259,74	502,54	906,06
Deutschland	499,28	1.373,00	538,00	1.200,00	454,62	614,00	-	-
Estland	572,83	1.363,00	634,50	1.353,00	656,17	857,00	-	-
Finnland	527,44	1.502,00	657,91	1.381,00	471,36	893,00	-	-
Frankreich	549,12	1.488,51	550,52	1.391,55	561,98	861,81	386,11	525,61
Griechenland	573,12	1.592,00	658,96	1.338,00	519,09	1.001,00	406,14	450,44
Irland	539,61	1.428,40	573,15	1.338,30	469,57	671,75	412,31	514,15
Italien	534,02	1.540,15	556,50	1.432,16	619,45	1.247,64	414,36	445,75
Kroatien	546,05	1.327,32	610,52	1.274,27	479,91	657,18	531,03	552,42
Lettland	523,49	1.262,60	546,25	1.176,40	546,25	744,32	-	-
Litauen	534,98	1.211,18	567,45	1.136,73	460,11	582,31	-	-
Luxemburg	548,42	1.194,00	571,50	1.084,00	471,58	549,00	-	-
Malta	645,54	1.410,00	612,35	1.280,00	615,37	1.000,00	-	-
Niederlande	556,13	1.651,00	597,47	1.342,00	335,49	1.025,00	514,24	552,00
Österreich	493,31	1.184,00	538,69	1.138,00	456,44	678,75	363,00	430,70
Polen	520,17	1.116,02	595,94	1.152,05	526,50	713,53	344,24	359,03
Portugal	549,78	1.497,00	587,40	1.353,00	564,40	1.172,00	589,85	678,62
Rumänien	510,27	1.045,92	564,12	1.073,37	434,04	918,58	423,08	438,90
Schweden	546,79	1.457,81	755,35	1.498,17	463,33	1.030,43	414,75	828,19
Slowakei	534,68	1.294,00	591,52	1.187,00	-	-	397,60	538,75
Slowenien	487,18	1.261,42	511,39	1.196,06	506,56	926,97	-	-
Spanien	596,01	1.293,13	604,52	1.190,06	468,61	684,04	448,37	465,37
Tschechien	510,68	1.226,60	577,28	1.217,59	465,00	678,59	456,89	475,38
Ungarn	535,37	1.142,33	582,92	1.165,71	582,92	1.165,71	734,84	755,49
Zypern	569,06	1.200,43	629,69	1.238,06	584,99	797,80	673,35	691,05
Rang Deutschland	25	12	26	16	22	23	-	-

* < 1%-S; Die Preise einschließlich Steuern bei Heizöl schwer gelten ohne MwSt. Benzin/DK: Tankstellenpreise; HEL: Verbraucherpreise für Lieferungen frei Haus

EID Raffineriemargen-Berechnungen

Raffineriemargen im Februar leicht gestiegen

Die Rohölpreise haben im Monatsmittel im Februar ein weiteres Mal nachgegeben. Den Raffineuren ist es über höhere OK-Abgabepreise gelungen, zumindest eine kleine Margenverbesserung zu erzielen.

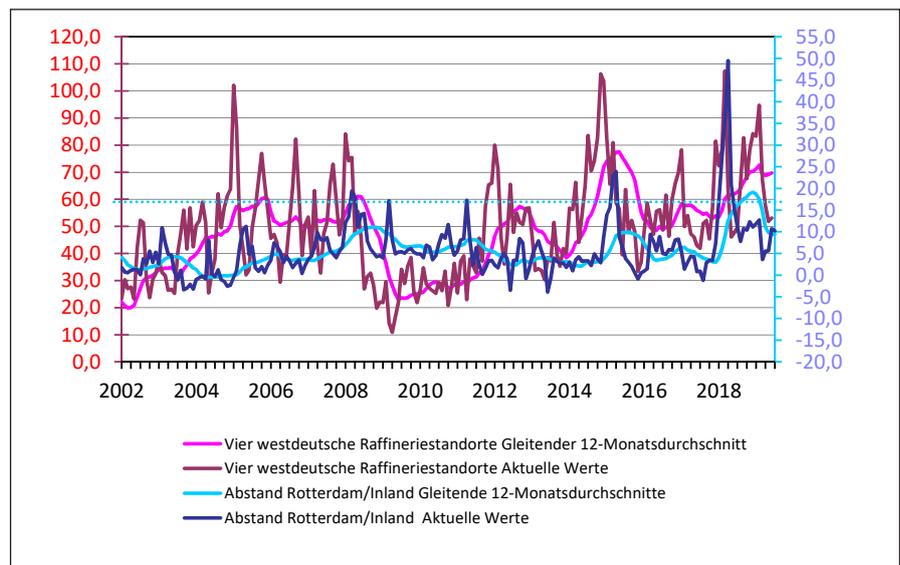
Nachdem in den vergangenen Monaten an dieser Stelle stets über gesunkene Raffinerie-Margen berichtet worden war, folgt nun eine aus Sicht der deutschen Raffineure gute Nachricht. Im Februar drehte sich nämlich der Trend, der im Oktober letzten Jahres eingesetzt hatte, und es gab zumindest einen kleinen Anstieg bei den Verarbeitungserlösen. Nach EID-Berechnungen landete die Brutto-Raffineriemarge im Februar (vereinfacht kalkuliert für einen Muster-Hydrocracker) bei 53,2 Euro je Tonne. Im Vergleich zum Vormonat Januar (51,8 Euro je Tonne) ist das Plus mit 1,4 Euro je Tonne zwar nicht allzu augenfällig, die Brutto-Margen befindet sich damit aber durchaus in einem komfortablen Bereich.

Im Februar trug der Coronavirus und die daraus resultierenden wirtschaftlichen Konsequenzen maßgeblich dazu bei, den Ölpreis an den Handelsplätzen auf Talfahrt zu schicken. Lag der Brent-Preis im Monatsmittel im Vorjahr noch bei 64 US-Dollar je Barrel, waren es im Februar dieses Jahres nur noch 55,5 US-Dollar je Barrel. Der weltweite Ölverbrauch ist im Februar zurückgegangen, das Ölangebot im Markt dagegen ungebrochen hoch. Damit sanken auch die Inputkosten der deutschen Ölverarbeiter deutlich: die Raffinerieeinsatzkosten (Rohöl plus Halbfertigprodukte) verringerten sich um knapp 49 Euro je Tonne im Vergleich zum Vormonat Januar.

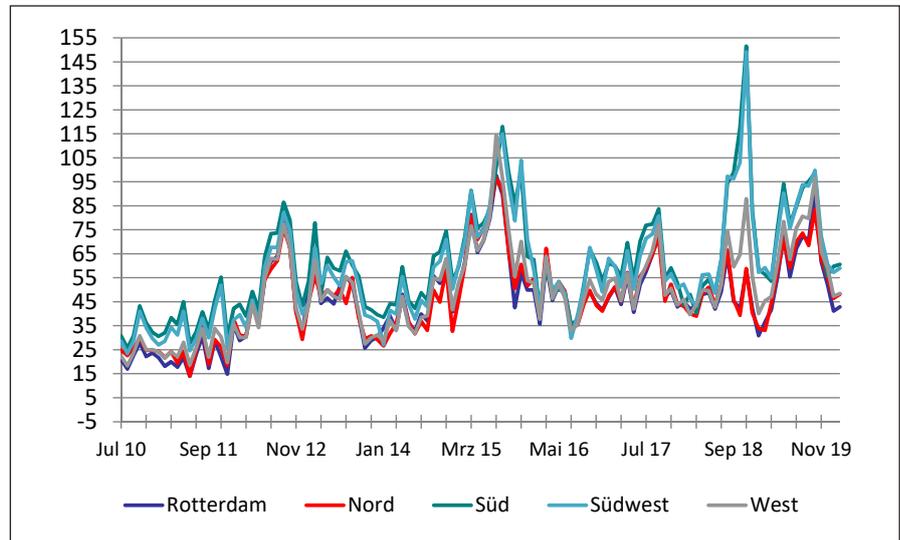
Dass es für die ölverarbeitende Industrie in Deutschland dennoch kein verlorener Monat war, ergibt sich aus der unterschiedlichen Entwicklung bei den Abgabepreisen der einzelnen Produktgruppen. Gemittelt über alle Produkte verringerten sich die Abgabepreise um 47,5 Euro je Tonne. Den Verarbeitern gelang es, die Input-Kostenvorteile nicht eins zu eins an die Kunden weiterzugeben. Vor allem das OK-Geschäft sorgte im Februar bei den Raffineuren dafür, dass sich eine Erlösverbesserung einstellte. Während beim Diesel und auch beim leichten Heizöl die Abgabepreise über alle Regionen hinweg zurückgenommen wurden – und sogar etwas stärker, als die Inputkosten vorgaben – fiel der Abgabepreis beim OK verhältnismäßig geringer aus. Otto-kraftstoffe waren im Februar gefragter, als Diesel und Heizöl. ■

Euro je Tonne	Rotterdam	West	Südwest	Süd	Nord	Ø D
Brutto-Marge Feb. 20	42,9	48,5	59,0	60,5	48,2	53,2
Preisveränderung Input (Rohöl- und Produkteneinsatz) cif						
Feb. 20 / Jan. 20	-48,7	-48,7	-48,9	-48,9	-48,7	-48,8
Delten Preisveränderungen Hauptprodukte vs. Input						
Benzin	6,5	5,8	5,0	4,1	6,3	5,4
HEL	-7,5	-6,8	1,8	-1,4	-7,3	-4,1
Diesel	-9,3	-10,6	-12,9	-12,9	-9,2	-11,2
HS, 1 Prozent S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Gesamtausbeute	1,8	1,2	1,7	0,7	1,8	1,3

Hydrocracker-Raffinerie-Bruttomargen – Durchschnitt Deutschland Euro/t



Hydrocracker-Raffinerie-Bruttomargen nach Standorten in Euro/t



Mineralölmittelstand

MEW: „Überhastete Klimaziele, die faktisch nicht machbar sind“

Erst jüngst hatte die EU-Kommission das neue europäische Klimagesetz vorgestellt. Kernaussage: Bis 2050 muss jedes EU-Land klimaneutral sein. Zwar sind 2030-Zwischenziele noch nicht enthalten, sie sollen aber bis Herbst dieses Jahres eingebaut werden. Insbesondere Bundesumweltministerin Svenja Schulze – Deutschland hat in der zweiten Jahreshälfte die EU-Ratspräsidentschaft inne – hat sich auf die Fahnen geschrieben, das Maximalziel von EU-weit 55 Prozent bis 2030 durchzusetzen, was für Deutschland 60 Prozent bedeuten würde.

Eine solche Verschärfung des EU-Klimaziels bis 2030 „ohne vorab eine fundierte Folgenabschätzung“, kritisierte jetzt der Verband Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland (MEW). „Wir sehen klimafreundliche Kraftstoffe und neue Antriebe als Lösung, doch es muss vorab klar sein, was in welchen Zeiträumen leistbar ist. Es nützt niemandem, wenn die EU Zie-

le überhastet beschließt, die faktisch nicht machbar sind“, betonte Matthias Plötzke, Hauptgeschäftsführer des MEW.

Zwar erkenne der MEW an, dass Brüssel mit dem EU-Klimagesetzentwurf versuchen wolle, „Klimaschutz und Wirtschaftswachstum miteinander zu verbinden“, so Duraïd El Obeid, Vorsitzender des Vorstands des Verbands Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland (MEW). Auch das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 unterstütze man. „Der von der Kommission vorgelegte Entwurf leistet aus unserer Sicht jedoch kaum einen Beitrag dazu“, so El Obeid.

Das „enge Zeitkorsett“ bei den Zielsetzungen sei keineswegs im Gleichklang „mit den Investitionszyklen, die vor den Unternehmen“ lägen, erläutert El Obeid. Wer heute in klimafreundliche Kraftstoffe investiere, habe erst Jahre später den vollen Ertrag, etwa bei synthetischen strombasierten Kraftstoffen. „Das wird im Ge-

setz nicht berücksichtigt, die Folge ist eine weiter steigende Verunsicherung und Unverständnis in der mittelständischen Kraftstoffbranche“, so der Verbands-Chef. Er sieht die Klimavorstöße auch im Widerspruch zur Forderung des Europäischen Rates vom Dezember 2019, wonach auf dem Klimapfad „günstige Rahmenbedingungen geschaffen“ werden müssten. „Diese sehen wir derzeit nicht“, so El Obeid weiter. Hier brauche es „weit mehr Flexibilitätsinstrumente“.

Mineralölwirtschaft ist gebranntes Kind

Die Mineralölwirtschaft ist in Sachen „regelmäßige Anpassungen“ von Klimaanforderungen aus der jüngsten Vergangenheit ein gebranntes Kind. „In Deutschland haben wir das beim Brennstoff-Emissions-handelsgesetz gesehen, das wurde im Bundesrat bereits geändert, bevor es überhaupt in Kraft getreten ist“, so El Obeid. ■

26. Mai 2020
SIDE Hotel Hamburg

3. EURAILPRESS-FORUM

ALTERNATIVE ANTRIEBE im SPNV

Jetzt anmelden unter:
www.eurailpress.de/veranstaltungen

Der neue Hybrid

Medienpartner:

Eurailpress
ETR Rail

NaNa
NaNa-Brief
DER NAHVERKEHR

Personalie / Verbände

Jens-Christian Senger übernimmt BVEG-Vorsitz

Erst kam der Wechsel an der ExxonMobil Deutschland-Spitze, nun folgte der neue Unternehmens-Chef Jens-Christian Senger seinem Vorgänger Florian Barsch auch in der Verbandsarbeit nach. Der Vorstand des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und

Geoenergie (BVEG) wählte ihn zum neuen Vorsitzenden. Allerdings vorerst nur für einen kurzen Zeitraum: Die aktuelle Amtsperiode des Vorstands endet im Juni 2020.

Vorgänger Barsch wechselte auf eine neue Position bei ExxonMobil in den USA

und legte damit auch sein Vorstandsmandat beim BVEG nach vier Jahren nieder. Stellvertretende Vorsitzende des BVEG bleiben Frank Holschumacher (Uniper Energy Storage) und Dirk Warzecha (Wintershall Dea Deutschland). ■

Mineralölabsatz

Mineralölkonsum im vergangenen Jahr leicht gestiegen

Deutschland hat 2019 mehr Mineralöl verbraucht. Das geht aus den aktuell vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) veröffentlichten Zahlen zum inländischen Mineralölabsatz für den Monat Dezember und Gesamt-2019 hervor. Dabei entsprach das Plus bei den Inlandsablieferungen im Monat Dezember – mit 8,2 Millionen Tonnen lag der Monatsabsatz 1,7 Prozent über dem von Dezember 2018 – dem Zuwachs für das Gesamtjahr. Kumuliert für die Monate Januar bis Dezember 2019 stieg der Mineralölkonsum (Produktdoppelzählungen aus Recycling, also unter anderem aus dem Eigenverbrauch der Raffinerien gegengerechnet) um 1,8 Prozent und erreichte eine Menge von 103,4 Millionen Tonnen.

Zum Mengenwachstum haben 2019 fast alle Hauptprodukte beigetragen. Lediglich schweres Heizöl (1,8 Millionen Tonnen, minus 2,3 Prozent), Mitteldestillatkomponenten (0,5 Millionen Tonnen, minus 29,2 Prozent) sowie Rohbenzin (11,3 Millionen Tonnen, minus 1,5 Prozent) bleiben hinter 2018 zurück. Für die Chemie-Industrie als dem Hauptabnehmer von Rohbenzin – als Ausgangsstoff für organische Grundstoffe, Zwischenprodukte oder Kunststoffe – gehört 2019 nicht zu den stärksten Jahren. Konjunkturbedingt sank die Chemieproduktion insgesamt um 6 Prozent, so dass auch die Rohbenzin-Absätze nicht mit den Vorjahreskennziffern mithalten konnten.

Dagegen lief es bei den mengenstarken Hauptprodukten OK, Diesel und leichtes

Heizöl besser. Die Inlandsabsätze beim Ottokraftstoff stiegen um 1 Prozent auf 18 Millionen Tonnen und der Dieselsabsatz um 0,8 Prozent auf 37,8 Millionen Tonnen. Nicht nur, dass sich 2019 ein weiteres Mal der deutsche Fahrzeugbestand erhöht hat (um über 1 Million Fahrzeuge auf rund 65,8 Millionen Fahrzeuge, + 1,6 Prozent). Auch das Preisniveau an den deutschen Tankstellen war 2019 im Durchschnitt etwas attraktiver für Autofahrer als 2018. Der lange trockene Sommer hatte in dem Jahr zu Logistikproblemen und in der Folge auch – insbesondere im Süden und Südwesten Deutschlands – zu höheren Preisen bei Kraftstoffen und Heizöl geführt. Der Absatz von leichtem Heizöl stieg 2019 im Vergleich zu 2018 um 14 Prozent auf 15,1 Millionen Tonnen. ■

in Tonnen	Dezember 2019	Dezember 2018	+/- Dez. in %	Jan.-Dez. 2019	Jan.-Dez. 2018	+/- 2018 in %
Hauptprodukte						
Rohbenzin	1.152.234	931.512	+23,7	11.269.164	11.439.187	-1,5
Ottokraftstoff	1.492.056	1.418.251	+ 5,2	18.013.601	17.837.098	+ 1,0
Benzinkomponenten	301.165	322.704	- 6,7	3.430.633	3.356.251	+2,2
Dieselskraftstoff	2.930.830	2.810.193	+ 4,3	37.776.915	37.475.008	+ 0,8
Leichtes Heizöl	1.090.004	1.322.158	- 17,6	15.128.947	13.256.207	+ 14,1
Mitteldestillatkomponenten	96.154	45.374	+ 111,9	521.278	735.881	- 29,2
Schweres Heizöl	129.962	146.431	- 11,2	1.806.038	1.848.029	- 2,3
HS-Komponenten	126.149	114.623	+ 10,1	1.384.697	1.222.309	+ 13,3
Nebenprodukte						
Flüssiggas	296.644	281.224	+ 5,5	3.890.858	3.624.816	+ 7,3
Flugturbo, schwer	763.821	800.421	- 4,6	10.234.229	10.238.968	- 0,0
Schmierstoffe	55.991	61.982	- 9,7	1.027.646	1.011.191	+ 1,6
Bitumen	85.466	68.097	+ 25,5	2.039.576	2.143.090	- 4,8
Petrolkoks	89.332	81.900	+ 9,1	986.300	935.146	+ 5,5
Gesamt	8.811.819	8.575.649	+ 2,8	109.708.284	107.011.482	+ 2,5
- Doppelzählung aus Recycling	563.222	465.793	+ 20,9	6.322.053	5.481.991	+ 15,3
Inlandsabsatz	8.248.597	8.109.856	+ 1,7	103.386.231	101.529.491	+ 1,8

Eine Produktauswahl; Quelle: BAFA

Tankstellen

„PIN“: Präg zieht nach Marken-Relaunch erste Bilanz

Rund zwei Jahre nachdem der Mineralöl-Mittelständler Präg den Markenrelaunch der ehemaligen PINOIL-Tankstellen zu „PIN“ vollzogen hat, sind nun insgesamt neun Umrüstungen abgeschlossen, teilt das Unternehmen mit Sitz in Kempten mit. „Das neue Konzept wird sehr gut angenommen, vor allem die Ergebnisse des Bistroangebots Caffè Strada sind erfreulich“, bilanziert Klaus-Rüdiger Bischoff, Geschäftsführer der Präg Interoil GmbH. Neben einem „komplett neuen Corporate Design“ sei auch das Konzept „verjüngt“ worden. „Wir bieten mit PIN ein modernes, authentisches und preislich attraktives Erlebnis beim Tank-Stopp, mit dem wir alle Kundensegmente ansprechen“, ist Bischoff überzeugt.

Im laufenden Jahr soll die Umrüstung der Tankstellen im Präg-Netz nun weiter voranschreiten. Präg legt dabei Wert darauf, dass, obwohl keine Tankstelle der anderen gleiche, sie „aber einen einheitlichen Look be-

kommen“, wie Johannes Danner, Retail Manager bei Präg, betont. Unterschiedliche Preismaste beispielsweise gelte es bei der Planung ebenso zu berücksichtigen wie die umliegenden Strukturen – manche Anlagen seien freistehend, andere mit angeschlossenem Wohngebäude. „Gemeinsam mit Fachdienstleistern finden wir pragmatische Lösungen, um diesen Spagat zwischen Individualität und Einheit zu schaffen“, erläutert Danner. Bei der Innengestaltung kommt unterdessen das modulare PIN-Konzept zum Einsatz. Danach haben Präg und der jeweilige Partner bzw. Pächter die Möglichkeit, „aus verschiedenen Shop-Elementen diejenigen auszuwählen, die am besten zu den Gegebenheiten vor-



Johannes Danner im „Caffè Strada“. Bild: Präg

Ort passen“, so Danner.

Insgesamt umfasst das PIN-Markenkonzept drei Elemente. Neben der Tankstelle PIN einschließlich dem namensgleichen Motoröl-Sortiment und dem Bistro-Bereich „Caffè Strada“ gehört dazu auch die Waschmarke PIN-

wash. Allen drei Segmenten hat Präg das Markenversprechen „Clever and smile“ verpasst. Transportiert werden soll damit, dass Tank-Kunden bei PIN mit dem Preisvorteil eines B-Preisers „hochwertige Kraftstoffe“ tankten und zugleich aber über Shop und Bistro ein den A-Marken vergleichbares „Ambiente und Angebot“ bereitstehe, erläutert Danner. ■

VEA NEUABSCHLÜSSE

VEA-Gaspreise

am 16.03.2020

in Cent/kWh, ohne Erdgas- und Mehrwertsteuer

		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer	
		von	bis	von	bis
Fall 1	50 Mill. kWh 10.000 kW 5.000 h/a	1,5	1,7	1,5	1,8
Fall 2	20 Mill. kWh 5.000 kW 4.000 h/a	1,6	2,0	1,7	1,9
Fall 3	10 Mill. kWh 2.500 kW 4.000 h/a	1,7	2,2	1,7	2,0
Fall 4	10 Mill. kWh 3.175 kW 3.150 h/a	1,7	2,3	1,8	2,1
Fall 5	5 Mill. kWh 1.250 kW 4.000 h/a	1,8	2,2	1,8	2,1
Fall 6	5 Mill. kWh 2.500 kW 2.000 h/a	2,1	2,7	2,0	2,5
Fall 7	1,5 Mill. kWh 476 kW 3.150 h/a	2,0	2,5	2,0	2,3
Fall 8	1,5 Mill. kWh 750 kW 2.000 h/a	2,2	2,8	2,2	2,7

Legende: 1. Zeile: Jahresmenge; 2. Zeile: Leistung, 3. Zeile: Benutzungsdauer

VEA-Strompreise

am 16.03.2020

in Cent/kWh, inkl. EEG/KWKG-Kosten, §19-Umlage, Offshore-Umlage, AbLa-Umlage, ohne Strom- und Mehrwertsteuer

		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer	
		von	bis	von	bis
Fall 1	20 Mill. kWh 4.000 kW 5.000 h/a M/M	13,1	16,0	13,4	15,4
Fall 2	4 Mill. kWh 1.000 kW 4.000 h/a M/M	13,5	16,8	14,0	16,1
Fall 3	1,575 Mill. kWh 500 kW 3.150 h/a M/M	14,2	17,9	14,7	17,2
Fall 4	0,625 Mill. kWh 250 kW 2.500 h/a M/M	15,0	19,2	15,6	18,4
Fall 5	0,625 Mill. kWh 250 kW 2.500 h/a M/M	15,1	19,5	15,8	18,6
Fall 6	0,160 Mill. kWh 100 kW 1.600 h/a M/M	15,9	20,5	16,3	19,4
Fall 7	0,160 Mill. kWh 100 kW 1.600 h/a M/M	16,1	20,8	16,4	19,7
Fall 8	0,125 Mill. kWh 100 kW 1.250 h/a M/M	17,2	24,6	18,2	22,3

Legende: 1. Zeile: Jahresmenge; 2. Zeile: Leistung, 3. Zeile: Benutzungsdauer – Lieferspannung/ Messspannung (M: Mittelspannung, N: Niederspannung) Quelle: VEA

Tankstellen

OMV verkauft deutsches Tankstellennetz

Genau 271 Straßen-Stationen, 15 Autobahntankstellen und eine Ausstattung von neun CNG- und 73 LPG-Tankmöglichkeiten sowie zwei E-Ladestationen umfasste das deutsche Tankstellen-Netz der OMV laut EID-Tankstellen-Umfrage zum Jahreswechsel. Und diese Stationen könnten nun im deutschen Tankstellen-Markt, in dem die Gesellschaften händierend nach Zukauf-Chancen Ausschau halten, für Bewegung sorgen. Das Öl- und Gasunternehmen OMV mit Sitz in Wien hat verkündet, „den Verkaufsprozess über die mögliche Veräußerung ihres OMV-Tankstellengeschäfts in Deutschland“ starten zu wollen. Wie und in welcher Form und zu welchem Zeitpunkt, das ist noch nicht weiter bekannt.

Unter der Premium-Marke OMV betreibe man über die Konzerntochter OMV Deutschland GmbH hierzulande ein Netz von 287

Tankstellen, meldet OMV nun zweieinhalb Monate nach der EID-Erhebung eine Station mehr. Die Tankstandorte liegen schwerpunktmäßig in Bayern und Baden-Württemberg. An 195 der Standorte, betont OMV, betreibe man das Convenience-Angebot VIVA Genusswelt.

In einer ersten Begründung des nun eingeleiteten Verkaufsprozesses heißt es, die „mögliche Veräußerung“ diene der OMV AG dazu, „aktiv ihr Portfoliomanagement in Richtung eines nachhaltigen und profitablen Wachstums voranzutreiben“. Schon in der Vergangenheit hatte OMV-Konzernchef Rainer Seele in strategischer Hinsicht bekundet, zwar wolle man im Kerngeschäft sowohl im Upstream- als auch im Downstream-Bereich wachsen, allerdings dabei das Öl- und Gasgeschäft „merkbar internationalisieren“. ■

Petrochemie / Upstream

OMV kauft Staatsfonds aus Abu Dhabi Anteile an der Borealis AG ab

Am Ende ging es dann ganz schnell. Nachdem OMV gerade erst über laufende – fortgeschrittene – Verhandlungen berichtet hatte, dem Staatsfonds aus Abu Dhabi, Mubadala, 39 Prozent seiner Anteile an dem Petrochemieunternehmen Borealis AG abzukaufen, bestätigte man zwei Tage später, der Deal sei bereits einen Schritt weiter. OMV und Mubadala hätten sich auf „die vertraglichen Bestimmungen für den potenziellen Erwerb“ des Borealis-Anteils durch OMV für einen Kaufpreis von 4,68 Milliarden US-Dollar geeinigt, wie es aus der Unternehmenszentrale in Wien hieß – wobei dem Vertrag zufolge der OMV „sämtliche nach dem 31. Dezember 2019 ausgeschütteten Dividenden“ bezüglich des 39 Prozent-Borealisanteils zustünden.

Der österreichische Konzern verspricht sich von dem Deal, die eigene Wertschöpfungskette im petrochemischen Bereich zu erweitern, hatte man jüngst betont. Zudem würde die Transaktion OMV ermöglichen, die Ergebnisse der Borealis Gruppe voll in ihrem Jahresabschluss zu konsolidieren.

Nach wie vor hänge der endgültige Vertragsschluss noch von behördlichen Ge-

nehmigungen ab. Auch der Aufsichtsrat bei OMV hat dem Deal bereits zugestimmt.

OMV und Gazprom verzögern Verhandlungen über Achimov-Einstieg

Nicht so zügig voran kommen unterdessen die Verhandlungen zwischen OMV und Gazprom über einen Einstieg der Österreicher beim Achimov-Projekt – OMV will sich mit 24,98 Prozent an den Blöcken 4A/5A der Achimov-Formation im Öl- und Gasfeld-Urengoykoye in Sibirien beteiligen. Dazu wurde nun ein „Amendment Agreement“ zu bestehenden Vorvereinbarungen getroffen, durch das insbesondere die „Verhandlungsphase für die finalen Transaktionsdokumente bis Juni 2022 auf nicht-exklusiver Basis“ verlängert wird, wie es von OMV heißt. Damit wird die Phase verlängert, in der die Verhandlungen von den Parteien noch an „wesentliche Entwicklungen und geänderte Umstände“ – „in guter Absicht“, wie es heißt – angepasst werden kann, „insbesondere in Bezug auf den wirtschaftlichen Stichtag und den Kaufpreis“. Mit dem geplanten Deal würde der Gazprom-Anteil an dem Projekt auf 50,01 Prozent sinken, während die ebenfalls beteiligte Wintershall Dea ihren Anteil von 25,01 Prozent unverändert hielte. ■

Unternehmen

Tullow Oil stürzt ab

Das britische Öl- und Gasunternehmen Tullow Oil ist nach aktuell vorgelegten Zahlen 2019 tief in die Verlustzone gerutscht. Nachdem Tullow das Jahr 2018 noch mit einem Gewinn vor Steuern von 85 Millionen US-Dollar beendet hatte, schloss 2019 mit einem Verlust vor Steuern von 1,7 Milliarden Dollar. Das sind deutlich mehr als die noch im Januar dieses Jahres erwarteten 1,5 Milliarden Dollar Verlust. Das katastrophale Ergebnis geht auf Sonderabschreibungen von 2 Milliarden Dollar auf die Öl- und Gas-Exploration sowie auf das Uganda-Geschäft zurück. Als Konsequenz der Verlustsituation sowie der weltweiten Coronavirus-Krise und des dramatischen Ölpreisverfalls durch die saudi-arabische Förderpolitik hat sich der Vorstand von Tullow Oil entschlossen, reichlich einem Drittel der gesamten Belegschaft zu kündigen. ■

Elektromobilität

Castrol und Vattenfall elektrifizieren Autohäuser

Die BP-Motorenöl-Tochter Castrol und Vattenfall statten Autohäuser mit E-Ladesäulen und dem dazugehörigen Lademanagement aus. Vattenfall kümmert sich in der Kooperation um die Errichtung der Ladesäulen und um die Abrechnung. Castrol bringt indes sein Netzwerk ein. Die BP-Einheit beliefert zahlreiche Autohändler mit Schmierstoffen und könne „im Rahmen der Kooperation mit Vattenfall den Autohäusern attraktive Konditionen bieten“, wie man betont. Den Aufschlag machten die Partner im Januar 2020 mit der Installation von zwei Ladesäulen bei dem BMW-Händler STADAC in Ahrensburg bei Hamburg.

„Neben unseren E-Fluiden für Hybrid- und Elektrofahrzeuge können wir unseren Vertragspartnern nun auch eine Komplettlösung für die Elektrifizierung ihrer Betriebe anbieten“, betonte Michael Hansen, Castrol Sales Director FWS Germany. Weiterer Vorteil sei, dass Partner Vattenfall die Autohäuser auch mit Photovoltaik-Anlagen und eigenem Ökostrom versorgen könne.

Fermin Bustamante, Director Sales & Operations Vattenfall Deutschland, betonte, „die Partnerschaft mit Castrol gibt uns Zugang zu einem sehr großen Netzwerk“. Die E-Ladestationen würden künftig auch für die Aral Tank- und Ladekarten zugänglich sein. ■

Fernwärme

Große Preisunterschiede bei Fernwärme

Der aktuelle Fernwärme-Preisvergleich für mittelständische Firmen des VEA zeigt, dass die Preisdifferenz hierzulande anhält. Während der durchschnittliche Fernwärmepreis per Jahresbeginn in den alten Bundesländern um 0,5 Prozent gestiegen ist, verteuerten sich die Fernwärmepreise in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um 2,3 Prozent. Damit geht die Preisschere weiter auf, inzwischen liegen die Fernwärmepreise in den ostdeutschen Bundesländern um 14,2 Prozent über dem Preisniveau in den alten Bundesländern.

Doch auch innerhalb Westdeutschlands zeigt sich ein weitgespreiztes Preisgefüge. Unternehmen zahlen hier derzeit bei einer Benutzungsdauer von 1.500 h/a zwischen 57,59 Euro/MWh bei den Stadtwerken Kempen und 93,61 Euro/MWh bei den Stadtwerken Hanau. Das macht eine Preisdifferenz von 62,5 Prozent. Vereinbart ein Unternehmen eine Benutzungsdauer von 2.000 h/a

liegt die Preisspanne bei 58 Prozent. Günstigster Anbieter sind mit 55,28 Euro/MWh die Stadtwerke Kempen, am teuersten ist es laut VEA dagegen bei der RhönEnergie Fulda, wo 87,35 Euro/MWh anfallen.

Durchschnittlich kostet Fernwärme in Westdeutschland bei einer Benutzungsdauer von 1.500 h/a 75,91 Euro/MWh bzw. 70,92 Euro/MWh bei 2.000 h/a. In den neuen Bundesländern liegt der durchschnittliche Fernwärmepreis für ein mittelständisches Unternehmen bei 87,19 Euro/MWh (1.500 h/a) bzw. 80,42 Euro/MWh (2.000 h/a).

Der VEA untersucht seit 1978 regelmäßig die Preisentwicklung bei der Fernwärme. Dem aktuellen Preisvergleich liegen Werte von 85 Fernwärme-Versorgungsunternehmen (FVU) mit insgesamt 88 Netzen zugrunde. Davon entfallen 65 FVU mit insgesamt 67 Fernwärmenetzen auf die alten Bundesländer und 20 FVU mit 21 Netzen auf die neuen Bundesländer. ■

Finanzierung

Vattenfall gibt zweite „grüne Anleihe“ aus

Nach der Emission einer ersten „grünen Anleihe“ im Juni vergangenen Jahres hat der schwedische Staatskonzern Vattenfall erneut einen Beteiligungsschein – wie im letzten Jahr über 500 Millionen Euro – ausgegeben, der auf Nachhaltigkeit setzt. Die aktuelle Anleihe sei rund sechsfach überzeichnet gewesen, teilte das Unternehmen mit. Einschließlich der Erlöse aus der ersten grünen Anleihe verfügt Vattenfall damit nun über ein Volumen von 1 Milliarde Euro, mit dem in erneuerbare Energien sowie die damit verbundenen Infrastrukturen, Energieeffizienz, Elektrifizierung von Verkehr und Industrie sowie in die „Wärmewende“ investiert werden soll. Vattenfall-CFO Anna Borg betonte, „wir haben bei der Emission erneut ein sehr starkes Interesse europäischer Investoren festgestellt“. Vattenfall habe für die kommenden Jahre „beträchtliche Investitionspläne“. ■

Kritische Infrastrukturen / Kommunikation

Streit um 450 MHz: Energie- und Autobranche verbünden sich

Es ist ein zähes Ringen um dringend benötigte – sichere – Kommunikationsfrequenzen. Nicht nur die Energiewirtschaft, auch Sicherheits-Kreise („Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben - BOS“) buhlen um die derzeit neu zu vergebende 450 MHz-Frequenz für ihre kommunikativen Zwecke. Die Energiewirtschaft pocht auf die Frequenz und hatte dazu bereits Unterstützung u.a. durch den Beirat der Bundesnetzagentur erhalten, man brauche „langfristig dringend eine sichere, schwarzfallfeste und bundesweit verfügbare Kommunikationslösung“, so dessen Einschätzung.

Nun haben sich, um ihrer Forderung mehr Nachdruck zu verleihen, die Energie mit der Autobranche zusammengetan und beide gemeinsam sich dafür ausgesprochen, die 450 MHz-Frequenz an die Betreiber kritischer Infrastrukturen zu vergeben. Dies mache, fordern gemeinsam BDEW, VKU und der Autobauer-Verband VDA, die „sektorenübergreifende neue Energiewelt“ erforderlich, in der Sektoren wie Energie und Mobilität „faktisch immer mehr zusammenwachsen“.

„Die Bundesnetzagentur als zuständige Fachbehörde hat wiederholt deutlich darge-

legt, warum die Energiewirtschaft und weitere kritische Infrastrukturen einen dringenden Bedarf an einer sicheren und hochverfügbaren Kommunikationslösung haben“, so ein gemeinsames Statement von Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, und Michael Wübbels, Vize-VKU-Hauptgeschäftsführer. Es gehe „um nicht weniger als die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Umsetzung der Energiewende und die Digitalisierung kritischer Infrastrukturen“.

Aber auch die ehemalige BDEW-Spitzenvertreterin Hildegard Müller, mittlerweile Präsidentin des VDA, sekundiert, „die Frequenzvergabe hat auch Einfluss auf die erforderliche Mobilitätswende“. Eine stark steigende Anzahl von Elektroautos erfordere den weiteren Ausbau einer Ladeinfrastruktur, „die kommunikativ in die Steuerung der Stromnetze eingebunden sein muss“. Die dazu geeignete 450 MHz-Frequenz müsse „im freien Wettbewerb allen Interessierten offenstehen“. Die Automobilbranche unterstütze insoweit die Position der Energiewirtschaft.

Hintergrund der Einmischung der Autobranche ist vor allem, dass sie damit rechnet, dass zukünftig eine sehr große Zahl an

E-Fahrzeugen an öffentlichen und privaten Ladepunkten aufgeladen wird. Dazu sei auch eine stabile Kommunikationstechnologie zwischen Ladepunkt und Energienetz nötig, um die Ladevorgänge intelligent zu steuern und die Fahrzeugspeicher sinnvoll netzunterstützend zu integrieren. Dabei verspricht man sich sowohl für das Netz als auch für den Fahrzeugnutzer „wirtschaftliche Vorteile“. Zudem erfordere die Cybersicherheit, die 450 MHz-Frequenzen in der Energiewirtschaft zu nutzen.

Die beiden Energie-Verbände BDEW und VKU haben unterdessen den Sicherheitsbehörden als Kompromissvorschlag ein Mitnutzungsangebot vorgelegt. Danach, so hat es auch ein Gutachten des Bundesverkehrsministeriums angeregt, könnten mit den bestehenden BOS-Zuteilungen im 380 MHz-Bereich die Sicherheitsbehörden ihre kurzfristigen Kommunikationsbedarfe decken. Für die langfristigen breitbandigen Bedarfe stünde darüber hinaus das bereits zugeteilte Spektrum in 700 MHz zur Verfügung. Zur Deckung der mittel- und langfristigen BOS-Bedarfe erwäge zudem die Bundesregierung eine Zuweisung von Frequenzen im 600 MHz-Bereich, was BDEW und VKU „explizit unterstützen“, wie es heißt. ■

Personalie / Moræus Hanssen-Nachfolge

Dawn Summers wird COO bei Wintershall Dea

Als Spätfolge des Zusammengehens der ehemaligen BASF-Tochter Wintershall und der LetterOne-Einheit DEA zur neuen Wintershall Dea gibt es nun eine weitere personelle Neuerung bei dem Öl- und Gasunternehmen mit Hauptsitz in Kassel. Dawn Summers wird ab 1. Juni 2020 die Position des Chief Operating Officer (COO) im Vorstand der Wintershall Dea übernehmen. Damit wird sie ab diesem Zeitpunkt verantwortlich sein für die Business Units in Deutschland, Norwegen, den Niederlanden, im Vereinigten Königreich, in Dänemark, Ägypten, Libyen, Algerien und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Den Posten des COO hatte bis Ende vergangenen Jahres die ehemalige DEA-Chefin Maria Moræus Hanssen inne, die bei der neuen Wintershall Dea an die zweite Stelle im Vorstand rücken musste – und entsprechend

neben CEO Mario Mehren auch Vize-Vorstandschefin war. Diese Übergangsphase hat nun endgültig ihr Ende gefunden.

„Wir freuen uns, dass Dawn zu Wintershall Dea kommt“, betonte Wintershall Dea-Chef Mehren. „Sie wird mit ihrer umfassenden internationalen und operativen Erfahrung sowohl das Führungsteam als auch unser Unternehmen auf seinem Weg zu weiterem profitablen Wachstum verstärken.“ Summers selbst kommentierte mit Blick auf ihren baldigen Amtsantritt, „die Welt befindet sich im Wandel – wir befinden uns auf dem Weg in



Dawn Summers. Bild: Wintershall Dea

eine nachhaltigere Zukunft“.

Die Chemie-Ingenieurin Summers, beruflich seit 25 Jahren in der internationalen Gas- und Ölbranche unterwegs, war zuletzt zwei Jahre COO beim australischen Öl- und Gasproduzenten Beach Energy. Zuvor war sie von 2016 bis 2018 COO der Gas-Sparte der australischen Origin Energy und von 2013 bis 2015 für Genel Energy tätig.

Die ersten 20 Jahre ihrer Karriere verbrachte Summers in verschiedenen Führungsfunktionen bei BP. ■

PERSONEN



Vattenfall muss Nachfolger für Tuomo Hatakka finden

Seit 18 Jahren arbeitet **Tuomo Hatakka** in verschiedenen leitenden Positionen beim schwedischen Energieunternehmen Vattenfall. Zum Jahresende soll dann aber Schluss sein. Der Deutschland-Chef von Vattenfall, Leiter des Wärmegegeschäfts in Deutschland, Holland, Schweden und Großbritannien sowie Mitglied des Vorstands der europaweiten Vattenfall-Gruppe wird Ende 2020 in den Ruhestand gehen.

Tuomo Hatakka sei seit vielen Jahren „ein wichtiger Akteur in der Entwicklung von Vattenfall“ und werde dies auch bis zum Jahresende bleiben, betonte Vattenfall-CEO und Präsident **Magnus Hall**. Hatakka habe das Wärmegegeschäft von Vattenfall „wesentlich weiterentwickelt“ sowie einen Plan für den Kohleausstieg in Berlin geschaffen und für Wachs-



tum im Bereich der Wärmelösungen gesorgt, so Hall.

Wer auf Hatakka, der kurz nach seinem 64. Geburtstag in Rente gehen wird, folgt, ist noch nicht entschieden. (Bild: Vattenfall)

Netze BW verlängert mit Geschäftsführer Bodo Moray

Der Manager **Bodo Moray** bleibt für eine weitere Amtsperiode Geschäftsführer und Arbeitsdirektor der in Stuttgart ansässigen Netze BW. Das hat der Aufsichtsrat der EnBW-Verteilernetztochter jetzt – frühzeitig – entschieden. Sein neuer Vertrag gilt ab 1. Januar 2021 für fünf Jahre.

Der 55-jährige gewerkschaftserfahrene Moray ist seit Anfang 2016 bei Netze BW tätig und ist dort zuständig für die Themen Personal, kaufmännische Netzprozesse, Zähler- und Energiedatenmanagement sowie den Bereich

Grundstücke, Sicherheit und Umwelt. Das Netze BW-Führungsgremium besteht neben Moray aus den weiteren Geschäftsführern **Steffen Ringwald**, **Martin Konermann** und dem Vorsitzenden der Geschäftsführung **Christoph Müller**. (Bild: Netze BW)

Ritter verlässt die Stadtwerke Bad Säckingen

Martin Ritter, Geschäftsführer der Stadtwerke Bad Säckingen – die Stadt ist nahe der Schweizer Grenze gelegen – verlässt das Unternehmen zum Jahresende. Wie lokale Medien berichten, wechselt er ins niederbayrische Straubing, wo er neuer Leiter der Stadtwerke wird. Seit August 2018 leitete der Ingenieur und Betriebswirt Ritter die Stadtwerke Bad Säckingen GmbH, im Unternehmen war er seit 2016, zuvor war Ritter als technischer Leiter tätig. (Bild: Stadtwerke Bad Säckingen)

Österreich

Wiener Stadtwerke übernehmen EVN-Anteile

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat seit gestern einen neuen Hauptgeschäftsführer. Wie erwartet wurde Ingbert Liebing zum neuen Hauptgeschäftsführer und damit zum Nachfolger von Katharina Reiche gewählt.

Der CDU-Politiker, der seit Juni 2017 Staatssekretär und Bevollmächtigter des Landes Schleswig-Holstein beim Bund ist, wird sein neues Amt zum 1. April 2020 antreten. Er war von 2005 bis 2017 Mitglied des deutschen Bundestages und während dieser Zeit - von November 2014 bis Oktober 2016 - Landesvorsitzender der CDU in Schleswig-Holstein. Zwischen Juni 2013 und November 2017 war er zudem Bundesvorsitzender der Kommunalpolitischen Vereinigung der CDU und CSU Deutschlands.

VKU-Präsident Michael Ebling betonte, man freue sich, dass man mit Ingbert Liebing eine „wirtschafts- und kommunalpolitisch außerordentlich versierte und erfahrene Persönlichkeit“ für die Verbandsspitze gewinnen konnte.

Der VKU-Vorstand nutzte die gestrige Vorstandssitzung darüber hinaus dazu, weitere neun Unternehmen in den Verband aufzunehmen. kommunale Wirtschaftsverband nun auf 1.484 Mitgliedsunternehmen. ■

Unternehmen

Gesellschafter der Gas-Union verkaufen Anteile

Den Frankfurter Großhändler und Dienstleister im Erdgasmarkt, Gas-Union, „zukünftig von Skaleneffekten und Marktgröße profitieren“ zu lassen und ihm „Wachstum“ zu ermöglichen, das ist nach eigenem Bekunden die Motivation der bisherigen Gesellschafter der Gas-Union, ihre Anteile an der GmbH abzugeben. Der Verkaufsprozess ist nun jüngst über eine EU-weite Bekanntmachung gestartet worden, das teilt der Frankfurter Versorger Mainova mit, der größter Anteilseigner der Gas-Union ist.

Der Vorsitzender des Koordinierungsausschusses der Gesellschafter und Aufsichtsrat-Mitglied bei Gas-Union, Mainova-Chef Constantin H. Alsheimer, betonte, „die Gas-Union ist eine starke Marke mit einem diversifizierten Geschäftsmodell entlang der Wertschöpfungskette im Mid-Stream Gasbereich“. Die Entwicklung auf dem Gasmarkt führt dazu, dass „Marktgröße und Skalierbarkeit eine immer größere Bedeutung bekommen“. Die Gesellschafter ermöglichen der Gas-Union durch die Veräußerung ihrer jeweiligen Anteile, „sich mit einem geeigneten, überregionalen Partner am Markt strategisch zu verstärken und weiterzuentwickeln“. ■

Netzkonzession

Kelsterbach verlängert Gaskonzession mit Mainova

Die Stadt Kelsterbach, südwestlich von Frankfurt am Main gelegen, setzt für den Betrieb des Erdgasnetzes weiter auf den Frankfurter Versorger Mainova. Das Netz kommt bei etwa 1.600 Anschlüssen auf eine Länge von rund 40 Kilometer. Mainova betreibt das Kelsterbacher Gasnetz bereits seit 1980. „Die Verlängerung der Gaskonzession mit Kelsterbach setzt unsere gute Zusammenarbeit um weitere 20 Jahre fort“, betonte Mainova-Vorstands-Chef Constantin H. Alsheimer. Mainova versorge die „Partnerkommunen in der Rhein-Main-Region“ seit rund 100 Jahren mit Erdgas. ■

Speicher

BASF will in Finnland Batterien recyceln

Der Ludwigshafener Chemie-Riese BASF will zusammen mit dem finnischen Energieunternehmen Fortum und dem Bergbaukonzern Nornickel im finnischen Harjavalta eine Batterie-Recyclinganlage errichten.

Eine entsprechende Absichtserklärung haben die drei Unternehmen Anfang März unterzeichnet. Die Anlage soll die ebenfalls in Harjavalta geplante Batterieproduktion von BASF ergänzen, die neben einer Nickel- und Kobalt-Raffinerie von Nornickel aufgebaut wird. Dadurch soll ein „geschlossener Kreislauf“ geschaffen werden, in dem die in Altbatterien verwendeten Metalle wie Kobalt oder Nickel einer erneuten Nutzung zugeführt werden. BASF will die Recyclingmaterialien zusätzlich in der geplanten Produktion für Vorprodukte verwenden, für die Nornickel die Rohstoffe aus der benachbarten Metallraffinerie liefern soll.

Indem auch die in den recycelten Batterien enthaltenen Metalle für die Herstellung neuer Batteriematerialien wieder eingesetzt werden, ergibt sich bei der Produktion von Elektrofahrzeugen eine „erhebliche CO₂-Reduzierung“, teilt BASF mit. Weiteres CO₂-Minderungspotenzial kann dadurch erschlossen werden, dass für den Recyclingprozess Regenerativ-Strom verwendet wird. Das Recycling soll dazu beitragen, die Umweltbelastung durch Elektroautobatterien zu reduzieren. ■

TERMINE

29. bis 30. September 2020, Berlin

Gas 2020

Ende September findet die „Handelsblatt“-Veranstaltung Gas 2020 in Kooperation mit Euroforum statt. An dem endgültigen Programmablauf wird derzeit noch gefeilt, feststeht bereits, dass zu den Referenten u.a. Gasexperte Heiko Lohmann gehören wird, der die Moderation der Veranstaltung übernimmt. Die Konferenz eröffnet die Möglichkeit, mit Referenten und Fachpublikum in die branchenspezifische Diskussion einzusteigen und sich über Rahmenbedingungen, grüne Gase wie Biogas, Wasserstoff oder synthetisches Methan oder auch die Gasmarktgebietszusammenlegung in Deutschland auszutauschen.

Informationen: <https://veranstaltungen.handelsblatt.com/gas/>

1. bis 3. Oktober 2020, Kassel

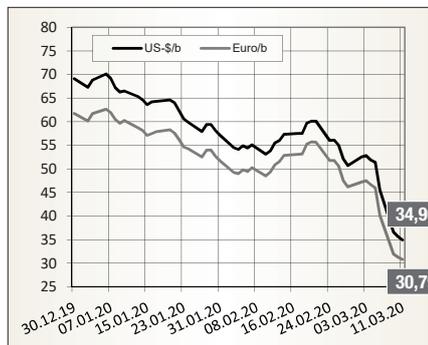
expo PetroTrans

Auf der Leitmesse für die Energie-Logistik werden Anfang Oktober die neuesten Trends und Entwicklungen rund um Logistik, Transport und Umschlag in der Mineralölwirtschaft auf über 12.500 m² Ausstellungsfläche auf dem Gelände der Messe Kassel präsentiert. Auf der Themagenda stehen in diesem Jahr Lösungen für den Energiehandel, neue Entwicklungen von Öl bis Gas, digitale Tools für Handel und Spedition, alternative Energieträger wie Wasserstoff und Flüssiggase sowie Seminare und Praxis-Workshops.

Informationen: <https://expopetrotrans.de/>

CHARTS

Rohöl

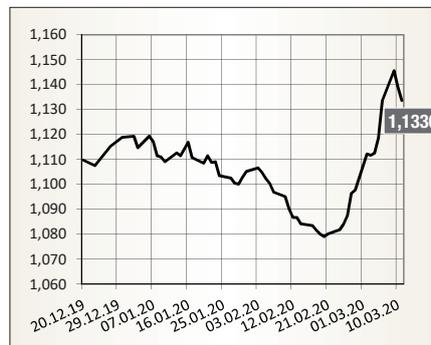


Quelle: OMR, Brent Frontmonat low



Euro-Fixing

US-\$/Euro

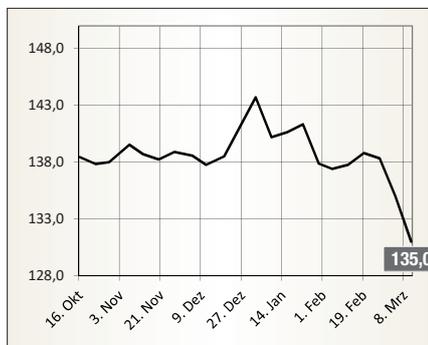


Quelle: OMR



Eurosuper E10

Cent/l

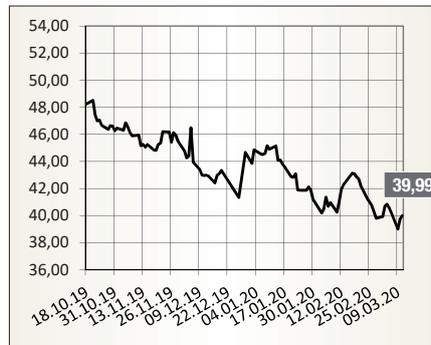


Quelle: EID Eigenerhebung Bundesdurchschnitt von drei A-Gesellschaften



Strom

Euro/MWh

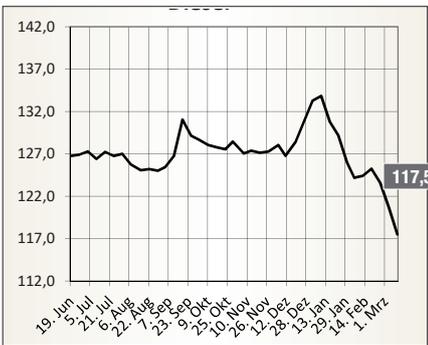


Quelle: EEX Frontjahr base



Diesel

Cent/l

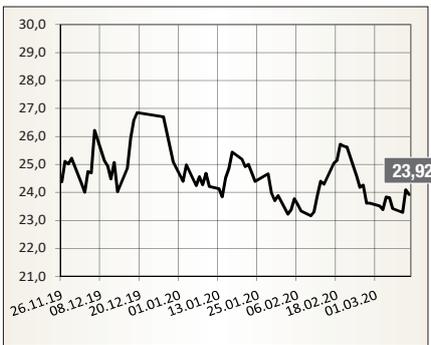


Quelle: EID Eigenerhebung Bundesdurchschnitt von drei A-Gesellschaften



EU-Emissionsberechtigungen

Euro/EUA



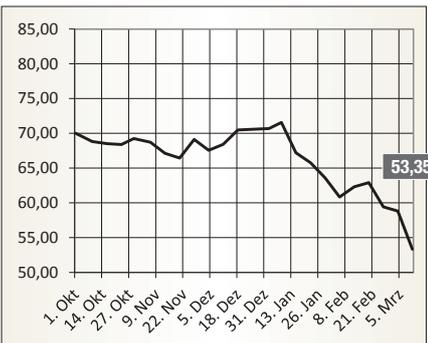
Quelle: EEX, Frontjahr



Heizöl leicht

Euro/100 l

Premiumqualität



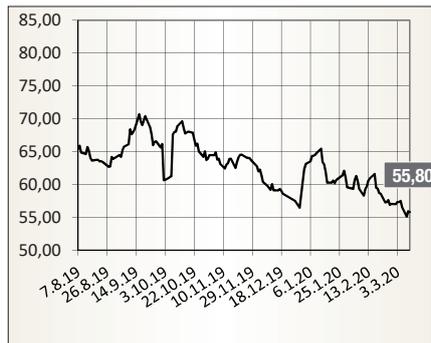
Quelle: EID Eigenerhebung, Durchschnitt 15 Städte



Kohle-Terminmarktnotierungen

US-Dollar/Tonne

ARA Futures



Quelle: EEX



IMPRESSUM

DVV Media Group GmbH

Heidenkampsweg 73-79
20097 Hamburg
Tel.: 040 / 23714-102
Fax: 040 / 23714-101
E-Mail: redaktion@eid.de
Internet: www.eid-aktuell.de

Geschäftsführung:

Martin Weber

Verlagsleitung:

Manuel Bosch

Redaktion:

Kai Eckert (verantw.), Imke Herzog, Dominik Heuel

Freier Mitarbeiter:

Thomas Ukert, Hamburg

Anzeigen:

Heike Sauer, Tel.: 040 / 23714-126
E-Mail: heike.sauer@eid.de

Vertrieb:

Leiter Marketing & Vertrieb: Markus Kukuk
Tel.: 040 / 23714-291
E-Mail: markus.kukuk@dvvmedia.com

Leser- und Abonnentenservice:

Tel.: 040 / 23714-240
Fax: 040 / 23714-243
E-Mail: leserservice@eid.de

Unternehmenslizenzen Digital/Print:

lizenzen@dvvmedia.com

Bezugsgebühren und -bedingungen:

Bezugsgebühren:

Abonnement jährlich EUR 949,- zzgl. MwSt. als digitales E-Paper, mit Zugang zur Website www.eid-aktuell.de, zum Energie-Gesamtarchiv sowie mit den täglichen EID-Daily News per E-Mail.

Bei zusätzlichem Printbezug: Inland jährlich EUR 1.166,- inkl. Porto zzgl. MwSt.; Ausland mit VAT-Nr. jährlich EUR 1.194,- inkl. Porto, ohne VAT-Nr. inkl. Porto zzgl. MwSt.

Einzelheft: 22,00 EUR inkl. MwSt.

Bezugsbedingungen:

Erscheinungsweise wöchentlich.

Die Bestellung des Abonnements gilt zunächst für die Dauer des vereinbarten Zeitraumes (Vertragsdauer). Eine Kündigung des Abonnementvertrages ist zum Ende des Berechnungszeitraumes

schriftlich möglich. Erfolgt die Kündigung nicht

rechtzeitig, verlängert sich der Vertrag und kann

dann zum Ende des neuen Berechnungszeitraumes

schriftlich gekündigt werden. Bei Nichtlieferung

ohne Verschulden des Verlages, bei Arbeitskampf

oder in Fällen höherer Gewalt besteht kein

Entschädigungsanspruch. Zustellmängel sind dem

Verlag unverzüglich zu melden. Es ist ausdrücklich

untersagt, die Inhalte digital zu vervielfältigen

oder an Dritte (auch Mitarbeiter, sofern ohne

personenbezogene Nutzerlizenzierung) weiterzugeben.

Zusätzliche digitale Abonnements: Bezug auf

Anfrage. Gültig ist die Vertriebspreisliste vom

16.12.2019.

Druck:

Albert Bauer Print! GmbH & Co. KG, Hamburg