

Märkte-Roundup

Weniger Ökostrom am Montag
**Strom zeigt sich
überwiegend schwächer**

STROM: Fast durch die Bank schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag wurde in der Grundlast aber deutlich fester gehandelt als der Freitag am Vortag, nämlich mit 58,40 Euro je Megawattstunde. Für die Spitzenlast war bis zum frühen Nachmittag kein Handel zustande gekommen. Für den Freitag selbst mussten am Donnerstag 44,75 Euro im Base und 46,50 Euro im Peak bezahlt werden.

Die Erneuerbaren-Einspeisung dürfte am Montag mit etwas weniger als 10 Gigawatt deutlich unter den Werten der vorherigen Tage liegen. Bereits ab Dienstag erwarten die Meteorologen von Eurowind aber wieder einen Anstieg, der sich in den darauffolgenden Tagen kontinuierlich fortsetzen dürfte. Bei den Wetterprognosen hat sich im Vergleich zum Vortag kaum etwas geändert.

Mehr: Seite 2

Top-News

Frankreich
**Versorgung könnte
im Winter gefährdet sein**

Die Versorgungssicherheit in Frankreich kann in diesem Winter unter Umständen nicht gewährleistet werden. Das teilte der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE am Freitag mit. Ab Mitte November könnte die Stromversorgung besonders im Falle einer längeren Kältephase gefährdet sein, heißt es in dem Ausblick. Bisher sei man von einer ausreichenden Verfügbarkeit des Kraftwerksparks ausgegangen, aber diese Einschätzung müsse nun vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie revidiert werden. Die derzeitige Situation in Frankreich habe erhebliche Auswirkungen auf die Wartungsarbeiten in den Kernkraftwerken, so RTE weiter.

Im Juni hatte RTE eine erste Einschätzung zu den Auswirkungen der Corona-Krise auf die Strom-Versorgungssicherheit in Frankreich veröffentlicht und sich noch deutlich optimistischer gezeigt.

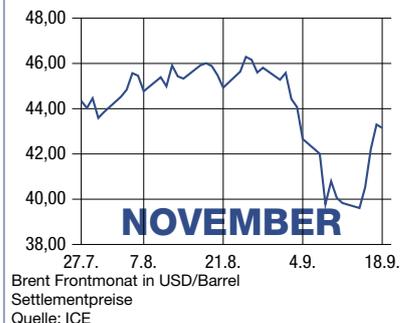
MBI/map/18.9.2020

Strompreise OTC-Deutschland

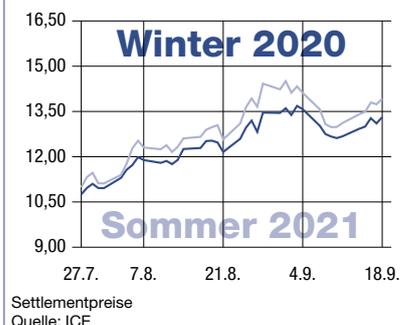
18. September 2020 (in EUR/MWh)	Baseload		Peakload	
	Bid/Ask	Veränd.	Bid/Ask	Veränd.
Day-ahead	58,40	+13,65	-	-
Weekend	22,75-23,50	-	-	-
Week-ahead	37,50-37,55	-	-	-
Oktober 2020	38,60-38,70	-0,55	48,05-48,25	-0,65
November 2020	42,70-42,90	-0,30	52,50-52,80	-0,05
Dezember 2020	40,05-40,20	-0,40	50,95-51,75	-0,30
Januar 2021	-	-	-	-
Q4/2020	40,00-40,60	-0,77	49,85-50,60	-0,95
Q1/2021	43,45-43,65	-0,72	54,05-54,85	-1,55
Jahr 2021*	41,90-42,00	-0,40	50,50-50,75	-0,40
Jahr 2022*	45,15-45,25	-0,30	55,45-55,65	-0,20
Jahr 2023*	46,90-47,15	-0,40	58,15-58,40	+0,15

Day-ahead: Letzter Preis vor der Börsenauktion. Spot-Preise recherchiert in Händlergesprächen. *Termin-Preise basierend auf MBI-Modell/Marktgebiet Deutschland.

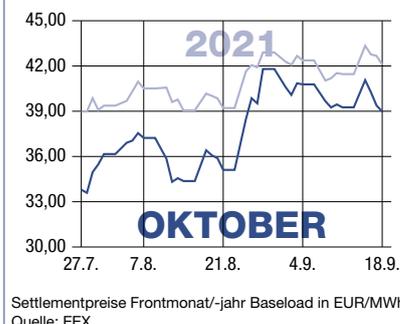
Rohöl (ICE)



Erdgas (ICE-Endex TTF)



Strom (EEX Phelix Base)



Strom (OTC-Deutschland)



Strom

Prognose Einspeisung Wind und Solar Deutschland gesamt in Megawatt

	18.9.	21.9.	22.9.
Base	17.136	9.139	12.441
Peak	24.663	15.731	20.059
Off Peak	9.610	2.547	4.825

Quelle: Eurowind

MBI Research Strom-Load-Prognose Last in Gigawatt (Tagesdurchschnitt)

Datum	Aktuell	Vortag	Veränd.
18.09.2020	55,0	54,7	0,3
19.09.2020	47,7	47,4	0,3
20.09.2020	44,3	44,0	0,3
21.09.2020	55,3	55,1	0,3
22.09.2020	56,9	56,6	0,3
23.09.2020	57,1	56,8	0,3
24.09.2020	57,0		

Quelle: MBI Research, ENTSO-E

Herkunftsnachweise für Ökostrom Wasserkraft Skandinavien in Euro

Produkt	18.9.	17.9.
2019	0,10	0,10
2020	0,14	0,14
2021	0,28	0,28
2022	0,39	0,39
2023	0,45	0,45

Quelle: enmacc

NEU: Herkunftsnachweise für Ökostrom

MBI TradeNews Energy veröffentlicht täglich Preise für Ökostrom-Herkunftsnachweise (siehe oben) in Zusammenarbeit mit der Online-Handelsplattform enmacc. Immer Dienstags stellen wir künftig außerdem in einer Grafik die Preisentwicklung über den Zeitraum von mehreren Wochen dar.

Fortsetzung Märkte-Roundup

Alle wichtigen Energiemärkte im Blick

Die letzte Septemberwoche wird den verschiedenen Wettermodellen zufolge kühl und windig ausfallen. Das US-Modell sieht in seinem jüngsten Lauf aber nun ab dem Monatswechsel wieder einen Rückgang der Windeinspeisung unter das saisonale Mittel.

Die Mitteilung des französischen Kraftwerksbetreibers EDF, dass die Versorgungssicherheit in Frankreich angesichts der coronabedingten Verzögerungen bei den Wartungsarbeiten im Winter gefährdet sein könnte, ließ Marktteilnehmer aufhorchen. „Das Thema der französischen Kernkraftwerke ist seit Anfang der Woche ohnehin wieder in den Köpfen zurück, das dürfte sich in den kommenden Wochen auch vermehrt in den Preisniveaus vor allem am kurzen Ende niederschlagen“, hieß es.

Am langen Ende des Strommarktes zeigte sich das Cal 21 im Einklang mit den Emissionszertifikaten etwas schwächer als am Vortag. Gegen 15 Uhr lag das Kalenderjahr mit 41,90 Euro um 0,25 Euro unter dem Vortagesschluss.

CO2: Für den CO2-Markt ging es am Freitag weiter nach unten. Der Dec 20 hatte am Donnerstag nur knapp über dem Tagestief geschlossen, was nach Einschätzung der Analysten von Redshaw Advisors bereits auf weiteres Abwärtspotenzial hindeutete. Am Donnerstagnachmittag habe der CO2-Markt vor allem auf einen kräftigen Rückgang beim Gas-Frontmonat reagiert. Das sei ein Indiz dafür, dass die Zertifikate weiterhin neben politischen und konjunkturellen Themen kurzfristig auf die Bewegungen an den Energiemärkten reagieren dürften, heißt es von den Analysten weiter. Die Marke von 30 Euro gerate gefühlt immer weiter aus dem Blick, sagte ein Marktteilnehmer. „Aber ich bin mir sicher, dass diese Marke bald wieder angepeilt wird“.

ERDGAS: Die Gaspreise zeigten sich zum Ende der Arbeitswoche überwiegend schwächer. Zuletzt hatte der Spot

etwas Unterstützung von den schwachen Windstrommengen erhalten (siehe auch Seite 5).

KOHLE: Die geringe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke spielt - besonders in der Kombination mit der derzeit geringeren Windeinspeisung - auch für die europäischen Kohlepreise eine entscheidende Rolle. Denn Frankreich fährt seit einigen Tagen vermehrt Kohlekraftwerke wieder an, wie die Zeitung L’Echo berichtet. Das dürfte derzeit ein stützender Faktor für die Kohlepreise sein, denn eigentlich sprechen die weltweiten Nachfrageaussichten für diesen Rohstoff derzeit nicht für steigende Preise.

ERDÖL: Mit einem kleinen Plus haben sich die Ölpreise am Freitag gezeigt. Am Vortag war es für Brent nach oben gegangen, nachdem der saudische Energieminister am Rande der OPEC+-Videokonferenz deutlich gemacht hatte, wie wichtig die Einhaltung der Förderkürzungen sei. Das sei vor allem eine deutliche Warnung in Richtung der Länder gewesen, die diese nicht eingehalten hätten, sagten die Analysten der Commerzbank. Im Zeitalter der Technologie könne man den Markt nicht (durch falsche Produktionsdaten) überlisten, und solche Versuche seien kontraproduktiv. Damit würde man nicht nur die kurzfristige Balance am Ölmarkt, sondern auch das langfristige Ansehen und Bestehen der Allianz gefährden, so der Minister. Die Kritik sei wohl vor allem in Richtung der VAE, eines traditionellen Verbündeten Saudi-Arabiens, zu verstehen, heißt es von der Commerzbank. Das Land habe zuletzt unabhängigen Daten zufolge nicht nur deutlich mehr produziert als vereinbart, sondern auch mehr exportiert. Aber auch andere Länder - wie der Irak, Nigeria und Angola - hätten trotz der zuletzt guten Förderdisziplin zwischen Mai und Juli mehr produziert als vereinbart und müssten bis Ende September dafür „Kompensationskürzungen“ vornehmen. MBI/map/18.9.2020

Anhörung

Verbände haben Änderungswünsche am EEG-Entwurf

Die deutschen Energieverbände haben jetzt ihre Stellungnahmen im Rahmen der Anhörung für das neue EEG 2021 abgegeben. Im Grundsatz begrüßen die Verbände die Vorlage des Bundeswirtschaftsministeriums, fordern aber gleichzeitig mehrere Änderungen am Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Erneut wiesen die Verbände darauf hin, dass die Frist für die Anhörung von 72 Stunden viel zu kurz bemessen worden sei, wie der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) mitteilte.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) äußert in seiner Stellungnahme grundsätzliche Bedenken gegenüber der weiter zunehmenden Komplexität der gesetzlichen Vorgaben. Die Ausbaupfade für einzelne Technologien seien aber angemessen. Beim Ausbau der Windkraft an Land erwartet der Verband „weitere Schritte zur Ermittlung des Flächenpotenzials“ und schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren. Einer stärkeren Marktintegration, d.h. Nicht-Vergütung der Stromerzeugung von Ökostromanlagen, in Zeiten negativer Preise steht der BDEW - im Gegensatz zum BEE - offen gegenüber. Allerdings fordert der BDEW mehrere Optionen außer der Nicht-Vergütung, damit die Refinanzierung von Investitionen nicht gefährdet werde. So könnten beispielsweise Erlösausfälle durch eine Verlängerung der Förderdauer ausgeglichen werden.

Darüber hinaus plädiert der BDEW für eine vollständige Umlagebefreiung für Solaranlagen der Leistungsklasse zehn bis 30 Kilowatt in der Eigenversorgung. Außerdem müssten die Regelungen für Mieterstrom verbessert werden. Die im EEG-Entwurf vorgeschlagenen Zuschläge von 1,42 bis 2,66 Cent je Kilowattstunde (kWh) seien nicht ausreichend. Der BDEW schlägt Werte von 3,5 bis 4,0 Cent pro kWh je nach Leistungsklasse vor.

Für die Städte-Vertreter spielen Kommunen bzw kommunale Unternehmen eine Schlüsselrolle bei der Ener-

giegewende, weil dezentrale erneuerbare Energien vor Ort ausgebaut würden. Dies haben der Deutsche Städtetag, der Deutsche Städte- und Gemeindebund (DStGB) sowie der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) im Rahmen der Verbändeanhörung zum EEG deutlich gemacht. So plädieren die Verbände ebenfalls für bessere Anreize beim Mieterstrom. Die Städte wollten den Ausbau von Photovoltaikanlagen auf Dächern voranbringen. „Auch wenn der Referentenentwurf gute Ansätze enthält, muss bei den konkreten Maßnahmen noch einmal nachgesteuert werden“, erklärte VKU-Chef Ingbert Liebing.

Stromverbrauch zu niedrig angesetzt

Kritik kam indes vom BEE. Zwar seien an einigen Stellen des EEG „positive Impulse“ gesendet und „kleinteilige Hürden“ beseitigt worden, erklärte BEE-Präsidentin Simone Peter. Doch der Ausbau der Erneuerbaren könne nicht im erforderlichen Ausmaß stattfinden. Verband fordert insbesondere Nachbesserungen beim Ausbaupfad. Das Wirtschaftsministerium habe einen rückläufigen Stromverbrauch auf insgesamt 580 Terawattstunden (TWh) für das 65-Prozent-Ziel bis 2030 zugrunde gelegt. Der BEE geht jedoch von einem Verbrauch von mindestens 740 TWh. Folglich müssen auch die Ausbaukorridore und -mengen erhöht werden.

Auf Ablehnung beim BEE und beim BDEW stößt eindeutig die nach Bekanntwerden des ersten Referentenentwurfs nachträglich noch konkretisierte Regelung der Smart-Meter-Pflicht für Erneuerbare-Energien-Anlagen. Das Ministerium hat eine Einbaupflicht sowie eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit von Photovoltaik-Kleinanlagen bereits ab 1,0 Kilowatt (bisher 7,0 Kilowatt) vorgeschlagen. Diese führten zu hohen Zusatzkosten bei den Anlagenbetreibern, monierte der BEE.

Ali Uluçay

MBI/aul/18.9.2020

Ökostrom-Ausbau

Kommunen fordern von Regierung Unterstützung

Die deutschen Kommunen fordern von der Bundesregierung, in der anstehenden Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) den ambitionierten Ausbau des Ökostroms besser zu unterstützen. Bis 2030 sollen laut Regierung 65 Prozent vom Strom aus erneuerbaren Energien kommen.

Helmut Dedy, Hauptgeschäftsführer des Deutschen Städtetages, sagte, die Städte wollten den Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV) auf Dächern stärker voranbringen. Dafür bräuchten sie aber bessere Anreize über das Erneuerbare-Energien-Gesetz.

„Die vorgesehene Festlegung, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im öffentlichen Interesse liegt, kann außerdem Planungsträgern und Genehmigungsbehörden helfen, den Ausbau erneuerbarer Energien voranzubringen“, so Dedy. Richtig sei der Ansatz, dass Standortkommunen ab 2021 stärker finanziell vom Windenergieausbau profitieren sollen, erklärte der Hauptgeschäftsführer des Deutschen Städte- und Gemeindebundes, Gerd Landsberg. Allerdings sehe er bei wichtigen Punkten noch Nachbesserungsbedarf. Insbesondere muss eine planbare Mindesthöhe der finanziellen Beteiligung im EEG verankert werden sowie die Einbindung von Bestandsanlagen bzw. Repowering-Anlagen berücksichtigt werden.

Ablehnend steht her hingegen dem Bürgerstromtarif gegenüber, wie er in der aktuellen Fassung konzipiert ist. Dieser diene nicht der Akzeptanzförderung und bei anderen Infrastrukturprojekten könnten „Nachahmereffekte“ drohen.

VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing sieht in der anstehenden EEG-Novelle „die entscheidende Nagelprobe“ für den Ausbau der erneuerbaren Energien. „Auch wenn der Referentenentwurf gute Ansätze enthält, muss bei den konkreten Maßnahmen noch einmal nachgesteuert werden“, so Liebing. „Das gilt etwa für die Kommunalabgabe bei der Windenergie, die Verbesserung des Mieterstrommodells oder die Erweiterung des Flächenpotenzials für große PV-Anlagen“.

MBI/DJN/map/18.9.2020

RWE

Michael Müller wird neuer Finanzvorstand

RWE hat einen internen Nachfolger für Finanzvorstand Markus Krebber gefunden, der kommendes Jahr den Chefposten des Energiekonzerns übernimmt. Michael Müller werde ab 1. Juli nächsten Jahres das Finanzressort übernehmen, teilte das Unternehmen nach einer Aufsichtsratssitzung mit. Das Kontrollgremium habe den Manager bereits per November 2020 zum Vorstandsmitglied berufen.

Der Aufsichtsrat hatte bereits im Sommer Krebber per Juli 2021 zum Vorstandsvorsitzenden der RWE AG bestellt. Sein Vertrag läuft über fünf Jahre. Er folgt Rolf Martin Schmitz, dessen Vertrag zu diesem Zeitpunkt planmäßig ausläuft. Müller ist seit 2005 bei RWE, seit 2016 ist er CFO der Handelstochter RWE Supply & Trading. Zudem wurden am Freitag Zvezdana Seeger ebenfalls per November 2020 zum Per-

sonalvorstand der RWE AG bestellt. In diesem Vorstandsressort, das Schmitz seit 2017 in Personalunion führt, werde künftig auch die Verantwortlichkeit für IT liegen. Seeger war zuletzt Mitglied des Vorstands der DB Privat- und Firmenkundenbank AG und COO der Geschäftseinheit Private and Corporate Business der Deutschen Bank AG. Schwerpunkte ihrer Tätigkeiten lagen vor allem in den Bereichen IT und Operations.

MBI/DJN/map/18.9.2020

Verhandlungen

Engie will mehr Geld von Veolia für Suez-Anteil

Der französische Energiekonzern Engie will mehr Geld vom Entsorger Veolia Environnement für den Engie-Anteil an Suez. Unter den vorgeschlagenen Bedingungen könne der Verkauf des Suez-Anteils nicht eingegangen werden, teilte Engie mit. Engie-Verwaltungsratschef Jean-Pierre Clamadieu

und Vorstandschefin Claire Waysand sollen nun Verhandlungen mit Veolia führen und ein besseres Angebot herauschlagen. Ein möglicher Verkauf der Suez-Anteile sei immerhin im Sinne des eingeschlagenen Wegs zum Ausbau der Geschäfte mit Infrastruktur und erneuerbaren Energien, sagte Clamadieu.

Für die 29,9 Prozent an Suez bot Veolia Ende August 15,50 Euro je Aktie in bar, was einem Betrag von 2,9 Milliarden Euro entspricht. Es ist der zweite Anlauf von Veolia, den Konkurrenten Suez zu übernehmen. Sollte die Offerte für den Anteil von Engie erfolgreich sein, will Veolia auch für den Rest der Anteile ein Angebot abgeben.

MBI/dpa/aul/18.9.2020

MEHRFACHNUTZUNG

Informieren Sie sich über unsere Mehrfachlizenzen, um Ihren MBI-Fachdienst auch unternehmensintern weiterleiten zu dürfen!

Rufen Sie uns an: 0 69 / 2 71 07 60 – 11

Kapazitätsauktion Oktober 2020

Deutschland – Schweiz

(Menge in MW, Preis in EUR/MWh)

	angebotene Menge	reservierte Menge	Preis
Base-Produkt			
DE-CH	435	435	6,14
CH-DE	1.390	1.389	0,10

Quelle: JAO

MBI/18.9.2020

EUA Primärmarktauktion DE

EEX-Spotmarkt	18.9.	11.9.
Auktionsmenge (EUA)	2.593.000	2.593.000
Auktionspreis (EUR/EUA)	28,36	28,05
Überzeichnungsgrad	1,61	1,77
Erfolgreiche Bieter	20	21

Quelle: EEX

MBI/12

Spark und Dark Spreads Deutschland Grundlast

Wochendurchschnitt und Veränderung gegenüber Vorwoche, in EUR/MWh

38. KW 2020	Dirty Spark	Veränd.	Clean Spark	Veränd.	Dirty Dark	Veränd.	Clean Dark	Veränd.
Day ahead	22,23	2,98	10,15	2,22	31,40	2,91	6,43	1,35
Frontmonat	17,12	2,07	5,04	1,31	29,85	2,81	4,88	1,25
Frontquartal	16,32	0,43	4,24	-0,33	24,55	0,67	-0,43	-0,89
Frontjahr	14,55	0,69	2,47	-0,07	24,11	0,82	-0,86	-0,75

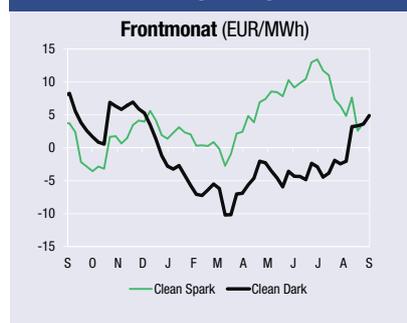
Annahmen:

Wirkungsgrad Gas 49,13%, Kohle 38%

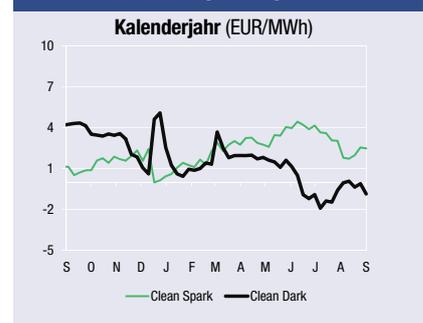
CO₂-Emissionen Gas 0,411 t/MWh, Kohle 0,85 t/MWh

Quellen: MBI, EEX, ICE

Clean Dark und Spark Spread



Clean Dark und Spark Spread



Erdgas

MBI Research Gasmarktausblick

Aus oder Baustopp für Nord Stream 2 sollte zu höheren Energiepreisen führen

Das Thema Nord Stream 2 lässt die Gasmärkte und die Preisentwicklung nicht los. Einige Politiker, die das wirtschaftliche Projekt seit langem ablehnen, weil sie mehr die Interessen der USA als deutscher oder anderer europäischer Unternehmen im Blick haben, waren schnell bei der Hand, einen Baustopp für den zweiten Strang der Pipeline durch die Ostsee zu fordern. Ernsthaft in Frage gestellt war die Vollendung von Nord Stream 2 noch nicht durch die Forderung der beiden Bewerber um den CDU-Vorsitz Röttgen und Merz, sondern erst als auch Außenminister Maas mit einem Baustopp drohte. Nicht nur die Reaktion der Politik, sondern auch die einiger Volkswirte und der Gashändler erscheint wenig rational zu sein.

Im Handel an Börsen kommt es oft dazu, dass die Marktteilnehmer nach dem alten Cowboy-Motto „erst schießen und dann fragen“ agieren. Somit ist es nicht verwunderlich, dass mit den ersten Forderungen aus Deutschland nach einem Aus für Nord Stream 2 die Gaspreise nach oben gingen, wobei der Day-ahead und der Frontmonat stärker zulegten als das Kalenderjahr 2021. Sollte es dazu kommen, dass über die zu rund 93,5 Prozent verlegte Pipeline kein Gas fließen wird, so hat dies für die Wintersaison 2020/21 keinerlei Auswirkung auf das Gasangebot. Durch die US-Sanktionen gegen an der Verlegung beteiligten Schiffen ruhen die Arbeiten ohnehin. Russland will die Pipeline aus eigener Kraft vollenden, allerdings wird wohl erst nach der Wintersaison auch Gas fließen können. Ein von Deutschland verhängter Baustopp würde also für die nächsten sechs Monate nichts ändern, sondern hätte erst für die Sommersaison eine Auswirkung, wenn dann die Speicherbestände wieder aufgefüllt werden müssen. Eine Preisreaktion hätte also erst für Lieferungen ab dem April 2021 erfolgen sollen.

Preist der Markt die Auswirkungen eines möglichen Baustopps korrekt ein, dann hatte sich bei den Kurvenspreads die Prämie für das 1. Quartal 2021 gegenüber den beiden fol-

genden Quartalen verringern sollen. Anders sieht dies bei den Gaspreisen für die nächste Wintersaison aus, die bei einem Ende von Nord-Stream-2 gegenüber der aktuellen Wintersaison teurer werden sollten. Die Entwicklung am Leitmarkt, der niederländischen TTF, seit dem 3. September, als erstmals in Deutschland die Forderungen nach einem Ende für Nord Stream 2 aufkamen, verlief jedoch überwiegend anders. Nur die Prämie des 1. gegenüber dem 2. Quartal 2021 ging per Saldo zurück. Die Abschläge gegenüber den beiden Quartalen der nächsten Wintersaison nahmen hingegen ab. Sicherlich ist ein mögliches Ende des zweiten Strangs der Ostseepipeline nicht der einzige Faktor, der eine Auswirkung auf die Kurvenspreads hat.

Frontmonat stärker gestiegen als spätere Monate

Auch am kurzen Kurvenende stieg zunächst der Frontmonat stärker als der Januar 2021. Doch der in Marktkommentaren angeführte Grund ist wenig plausibel, denn in dem Zeitraum war ohnehin keine Gaslieferung über Nord Stream 2 zu erwarten. Die Verringerung des Abschlags des Frontmonats gegenüber dem weiter in der Zukunft liegenden Liefermonat war auch wohl eher eine Folge

der geringen Lieferungen aus Norwegen und vom UK-Festlandssockel bedingt durch geplante und unerwarteten Wartungsarbeiten. Zudem sind die Gasspeicher in Europa wohl hinreichend hoch gefüllt, sodass die Spreadbewegung am kurzen Ende der Terminkurve auch ein Anreiz war, Erdgas an den Spotmärkten zu verkaufen und die Einspeicherung zu verringern.

Es stellt sich also aufgrund der Spreadentwicklungen die Frage, ob ein Aus für Nord Stream 2 wirklich keine negative Folgen hätte oder diese so minimal wären, dass sie leicht verkraftbar wären, wie der Chefvolkswirt einer Hamburger Privatbank in London behauptete.

US-Flüssiggas keine billige Alternative

Dabei wird auch auf eine niedrigere Gasnachfrage in diesem Jahr hingewiesen. Allerdings wird in diesem Zusammenhang übersehen, dass die Gasnachfrage nicht nur durch die Folgen der Corona-Pandemie, sondern auch aufgrund eines weitaus mildereren Winters als saisonüblich niedriger ausgefallen ist. Sollte die kommende Wintersaison kälter als normal ausfallen, dann dürfte die Gasnachfrage kräftig steigen und die Speicherbestände massiv fallen. So lag zum Ende des Winters 2017/18 die Auslastung der Speicherkapazität bei nur noch 14,35 Prozent. In diesem Jahr lag der Tiefpunkt der Kapazitätsauslastung bei 71,30 Prozent, wobei in dieser Phase von Corona nur ein minimaler Einfluss ausgegangen war.

Die wesentlichen Auswirkungen betrafen mehr die Phase der Einspeicherungen. Inzwischen sind die Speicher zu 94,07 Prozent gefüllt. Sollte es beispielsweise in einem kalten Winter wieder zu einer Ausspeicherung wie in 2017/18 kommen und der Auslastungsgrad auf 14,35 Prozent fallen, dann müssten im nächsten Sommer 182,0 Terawattstunden den Speichern zugeführt werden, um wieder den Stand vom 15. September 2020 zu erreichen. In diesem Sommer war nur eine Einspeicherung von 52,7 Terawattstunden erforderlich. ▶▶

► Ein deutlich kälterer Winter würde also zu höheren Preisen führen, die sich auch auf die nächste Sommersaison durchschlagen. US-Flüssiggas dürfte nicht als billige Alternative zur Verfügung stehen.

Die EIA schätzt in ihrem jüngsten „Kurzfristigen Energieausblick“ (STEO), dass die US-Gasförderung von 89,9 Milliarden Kubikfuß pro Tag in 2020 auf nur noch 86,6 Milliarden Kubikfuß je Tag in 2021 fallen wird. Die Gaslieferungen zu den Exportterminals für Flüssiggas sind wieder am Steigen. Der Fall des Rig-counts dürfte eine schnelle Steigerung der US-Gasproduktion verhindern. Nimmt die Nachfrage nach US-LNG bei einem kalten Winter stärker zu, dann dürften auch die US-Gaspreise mit nach oben gezogen werden. Das nordwestliche Europa könnte also im nächsten Sommer zwar mehr LNG aus den USA erhalten als im Sommer 2020, aber auch zu deutlich höheren Preisen.

Die EU-Direktive, die bei den Pipelines innerhalb der EU einen bidirektionalen Fluss erfordert, hat Auswirkungen auf die Liefermöglichkeiten für Gas aus Russland. Der Transitvertrag zwischen Polen und Russland über die Jamal-Pipeline ist ausgelaufen und Gazprom muss entsprechende Kapazitäten für die Lieferungen nach Mallnow in Brandenburg buchen. Diese könnten allerdings von Buchungen für Lieferungen in umgekehrter Richtung nicht in einem ausreichenden Umfang zur Verfügung stehen. Die Ukraine ist zwar kein Mitglied der EU, aber an den EU-Gasmarkt angeschlossen und wird von der EU auch mit Gas versorgt. Hier sind ab August 2020 nun ebenfalls Reverse-Flows von Velke Kapusany in der Slowakei über die Grenze in die Ukraine möglich. Dies verringert ebenfalls die verfügbare Kapazität von Gas aus Russland.

Gasbedarf dürfte in Deutschland weiter steigen

Die Kapazitäten für Lieferungen aus Norwegen sind ebenfalls begrenzt. Die Langeled-Pipeline zum UK operiert selbst bei einem normalen Winter schon des Öfteren an der Kapazitätsgrenze. Aber auch die norwegischen Gasexporte zum europäischen Festland können

nicht beliebig gesteigert werden, zumal es bei einem kalten Winter auch zu ungeplanten Ausfällen in den Verarbeitungsanlagen und den Gasfeldern kommen kann, wie die Erfahrungen in der Vergangenheit zeigten. Die Niederlande wird die Produktion im einst größten europäischen Gasfeld Groningen weiter reduzieren und ganz einstellen. Also dieses Nachbarland kommt als Swing-Produzent nicht in Frage.

Bei einem Aus für Nord Stream 2 drohen also den Gasverbrauchern deutliche Preissteigerungen im Vergleich zu einer Situation, in der die Pipeline im Frühjahr 2021 die Lieferungen aufnehmen kann. Die Projektionen für den Gasbedarf in den kommenden Jahren gehen allerdings von einem kräftigen Anstieg für Deutschland aus, da gleichzeitig aus der Stromproduktion durch Kern- und Kohlekraftwerke ausgestiegen wird. Ohne zusätzliche Lieferungen von billigem Gas aus Russland, führt der Ausstieg dann entweder zu einem massiven Anstieg der Gaspreise, nicht nur in Deutschland, sondern in weiten Teilen der EU. Oder der Ausstieg gerät in Gefahr.

Indirekte Auswirkungen auch auf Strompreise

Bei einem Ausstieg wären jedoch nicht nur die Gaspreise von einem Aus für die Ostseepipeline betroffen, sondern auch die Strompreise. Ohne Kohle und Kernkraft müssten dann die restlichen Strommengen durch Gaskraftwerke produziert werden, deren gestiegene Grenzkosten sich auch auf die Strompreise durchschlagen.

Da jedoch auch die Preisentwicklung bei den CO₂-Emissionsrechten eng mit den Strompreisen korreliert ist, dürfte es an diesem Markt ebenfalls zu steigenden Preisen kommen. Kurzum, bei einem Aus drohen der deutschen Industrie erhebliche Belastungen durch steigende Energiekosten, die zu wesentlichen Wettbewerbsnachteilen führen können. Dann könnten die USA nicht nur teures LNG nach Europa exportieren, sondern würden auch im Handel mit der EU, insbesondere in der Konkurrenz zu Deutschland an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen. Auch ein begrenztes Verbot von Gaslieferungen aus Russ-

land über Nord Stream 2 hätte negative Folgen. Die zu erwartenden höheren Gaspreise, auch wenn sie nur temporär wären, könnten die Merit-Order bei der Stromproduktion wieder umkehren. Bereits im Sommer sind die Gaspreise so kräftig nach oben gegangen, dass sich die Differenzen zwischen den Clean Dark und Spark Spreads erheblich verengt haben. Legen die Gaspreise weiter zu, dann könnte auch eine Umkehr erfolgen. Da allerdings dann auch Kohlekraftwerke wieder im Geld wären, müssten entweder die EUA-Futures kräftig steigen, um wieder für einen Wettbewerbsvorteil von Gas zu sorgen, oder der Bund muss sich auf höhere Entschädigungszahlen für das Abschalten von Kohlekraftwerken einstellen.

Ein weiterer Aspekt, den die Kritiker von Nord Stream 2 übersehen, ist, dass diese Pipeline ja nicht nur Gas für Deutschland liefert, sondern ein Teil auch nach Tschechien weiter transportiert werden soll. Deutsche Sanktionen wurden dann nicht nur Russland bestrafen und auch negative Folgen für die Wirtschaft des sanktionierenden Landes haben, sondern auch ein unbeteiligtes Drittland treffen. Es könnte also Entschädigungsforderungen der direkt und indirekt betroffenen geben.

Hinzu kommt, dass Deutschland für Investitionen als unsicheres Land eingestuft werden dürfte. Die Politik hat auch nicht bedacht, dass Russland ebenso zu dem Mittel von Sanktionen als Vergeltung greifen könnte, welche die Schäden für die deutsche Wirtschaft noch verstärken würden.

Ein Aus oder Baustopp für die Pipeline Nord Stream 2 wird nicht ohne Schockwellen an den Gasmärkten bleiben. Doch hiervon wären erst Lieferfristen ab dem 2. Quartal 2021 betroffen. Diese sind noch nicht eingepreist. Allerdings dürften nicht nur Auswirkungen bei den Gaspreisen, sondern auch bei den Strompreisen und den Kosten für die CO₂-Emissionsrechte folgen. Hiervon könnte auch die Energiewende negativ betroffen sein. Deutsche Sanktionen würden nur den USA in die Hände spielen, denn dort dürften die Preise für LNG kräftig steigen.

Peter Fertig/MBI Research
MBI/pfe/map/18.9.2020



Energy Weekly

Trends | Strategien | Analysen



Jetzt mit zusätzlichem Inhalt

Neuer Mehrwert für Sie

PDF-Datei | wöchentlich | per E-Mail

- 4-Wochen-Trend für Strom, Öl und Gas NEU
- Energiemarkt-Prognose in Kurzform für Gas, Öl, Strom, CO2 und Kohle NEU
- Komprimierte Übersicht der wichtigsten Energiekontrakte auf einer Seite NEU
- Digitalisierung: was machen die Technologieführer? Neuerungen und Forschungsergebnisse NEU
- Elektromobilität: Batterie-technologie, Infrastruktur, Kosten u.v.m. NEU
- Strategien für Vertrieb und Marketing, für Stadtwerke und Industrie
- Gastbeiträge von namhaften Branchenexperten
- Aktuelles zu Regulierung, Energiepolitik, Energierecht und Erneuerbaren Energien
- Informationen zu Branchentrends wie intelligente Netze und virtuelle Kraftwerke

Jetzt Testausgabe anfordern:
kostenfrei & unverbindlich

Kontakt
Tel.: +49 (0) 69 271 07 60 11
E-Mail: energie@mbi-infosource.de

www.mbi-infosource.de

Ost-Regierungschefs „An Nord Stream 2 festhalten“

Die Regierungschefs der ost-deutschen Bundesländer lehnen nach Informationen der „Bild“-Zeitung einen Stopp der Ostsee-Pipeline Nord Stream 2 als Reaktion auf den Fall Nawalny ab. Die „Bild“-Zeitung zitiert aus einem gemeinsamen Beschlussvorschlag, wonach „ein Baustopp und eine Einstellung des Projektes Nord Stream 2 keine angemessene Reaktion“ seien. Dies solle am Freitag beschlossen werden.

Die Ministerpräsidenten fordern demnach eine „lückenlose Aufklärung“ im Fall des vergifteten Kreml-Kritikers Alexej Nawalny und betonen zudem, dies sei „keine alleinige deutsche Angelegenheit“. Nawalny wird seit dem 22. August in der Berliner Charité behandelt, nachdem er zwei Tage zuvor in Russland zusammengebrochen war.

Untersuchungen in einem Bundeswehr-Labor ergaben, dass er mit einem Nervenkampfstoff der Nowitschok-Gruppe vergiftet wurde. Der Vorgang sorgt für erhebliche Spannungen im deutsch-russischen Verhältnis. Während die Bundesregierung von Moskau Aufklärung verlangt, weist die russische Seite jede Verantwortung zurück. MBI/DJN/AFP/crb/18.9.2020

Erdöl

Wolfgang C. Berndt Aufsichtsratschef von OMV hört auf

Der österreichische Öl- und Gaskonzern OMV bekommt einen neuen Chefkontrolleur. Wie das Unternehmen mitteilte, hat Wolfgang C. Berndt seinen Rückzug als Aufsichtsratsvorsitzender und als Mitglied des Gremiums zur Hauptversammlung 2020 angekündigt. An seiner Stelle soll Mark Garrett, ehemaliger CEO der Borealis AG, in den Aufsichtsrat gewählt werden. Er sei von der Österreichischen Beteiligungs AG (ÖBAG) nominiert worden. MBI/DJN/au/18.9.2020

ICE Brent am Freitagnachmittag mit einem kleinen Plus

Mit einem kleinen Plus hat sich Rohöl der Sorte Brent am Freitagnachmittag gezeigt. Im Handelsverlauf hatte der Preis zwischen einer Fortsetzung der Aufwärtsbewegung und leichten Gewinnmitnahmen geschwankt. Treibende Faktoren waren sinkende Lagerbestände in den USA, ein tendenziell schwacher Dollar und die Hurrikan-Saison im Golf von Mexiko. Auch die saudische Mahnung, alle OPEC+-Mitglieder müssten sich an vereinbarte Produktionsobergrenzen halten, stützte den Preis. Zu Redaktionsschluss war die OPEC+-Videokonferenz noch nicht beendet.

Bis gegen 17 Uhr gewann November-Brent 0,08 auf 43,38 US-Dollar je Barrel. Oktober-Gasöl gewann 1,00 auf 341,00 Dollar je Tonne.

MBI/DJN/map/18.9.2020

Impressum

Herausgeber und Verlag:

MBI Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (MBI), Redaktion: Mergenthalerallee 45-47, 65760 Eschborn
Sitz der Gesellschaft: Frankfurt am Main, Amtsgericht Frankfurt HRA 47673

Geschäftsführer:

Martin Brückner

Verantwortlich für den Inhalt:

Armin Kalbfleisch, Tel.: +49(0)6196/93494-11
E-Mail: armin.kalbfleisch@mbi-infosource.de
Internet: www.mbi-infosource.de

Abonnenten-Service:

service@mbi-infosource.de oder
+49(0)69/2710760-11

Anzeigen-Verkauf:

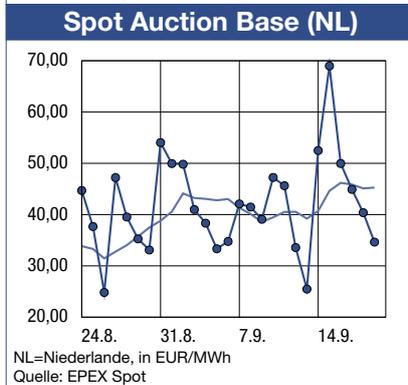
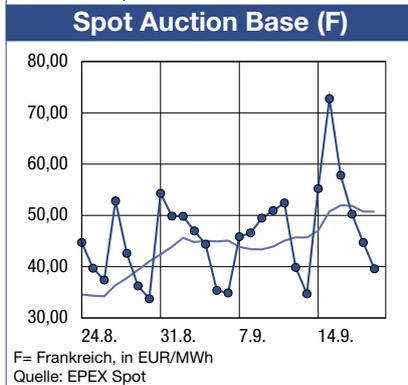
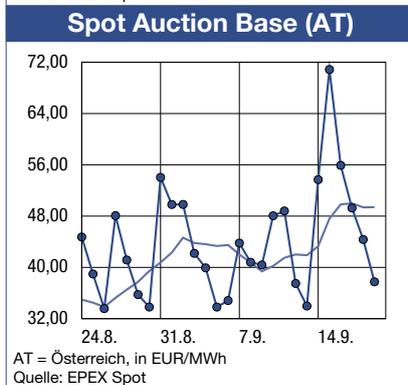
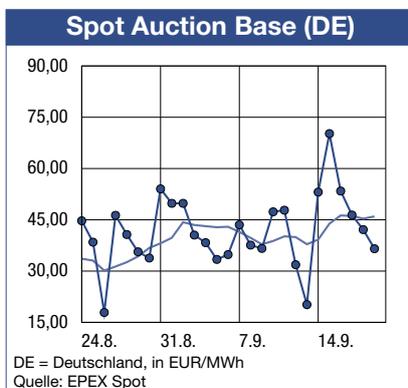
anzeigen@mbi-infosource.de oder
+49(0)69/2710760-24

Die Fachpublikationen von MBI Martin Brückner Infosource stützen sich neben umfangreicher Eigenberichterstattung auf Dow Jones Newswires sowie weitere auch international tätige Nachrichtenagenturen. Alle Meldungen werden mit journalistischer Sorgfalt erarbeitet. Für Verzögerungen, Irrtümer und Unterlassungen wird jedoch keine Haftung übernommen. Kopien, Nachdrucke oder sonstige Vervielfältigungen nur mit Genehmigung des Herausgebers. Das Copyright für dpa-Nachrichten liegt bei der Deutschen Presse-Agentur (dpa) in Hamburg. Die Nachrichten dienen ausschließlich zur privaten Information des Nutzers. Eine Weitergabe, Speicherung oder Vervielfältigung ohne Nutzungsvertrag mit der Deutschen Presse-Agentur ist nicht gestattet. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

Erscheinungsweise: montags bis freitags

Energiemärkte im Überblick

Strom	
	für
Day-ahead , in EUR/MWh	21.09. Vortag
Spot	
DE Base	61,10 37,52
DE Peak	70,97 36,29
F Base	64,40 38,90
F Peak	77,71 38,17
CH Swissix Base	56,92 38,19
CH Swissix Peak	63,45 37,58
ELIX Index Base	39,85 47,97
ELIX Index Peak	40,41 51,13
NL Base	57,62 36,26
EXAA MCP Base AT	59,03 38,99
Nord Pool Systempreis	8,54 7,06
POLPX MCP Base	62,92 45,32
Futures, in EUR/MWh vom 18.09. 17.09.	
EEX	
Jahr 2021 Base	41,82 42,40
Jahr 2021 Peak	50,53 51,10
MBI OTC Preise vom 18.09. 17.09.	
MBI Frontmonat Base	38,65 39,20
MBI Frontmonat Peak	48,15 48,80
MBI Jahr 2021 Base	41,95 42,35
MBI Jahr 2021 Peak	50,63 51,03
Basierend auf MBI-Modell	
Erdgas vom 18.09. 17.09.	
ICE UK Natural Gas , in pence/therm	
Oktober 2020	30,36 29,14
Q4/2020	35,57 34,78
Winter 2020	38,39 37,76
Sommer 2021	33,97 33,37
EEX Futures , in EUR/MWh	
NGC Front	11,34 10,90
GPL Front	11,26 10,83
MBI Research Gas Ind. ZEE	10,78 10,93
CO2 vom 18.09. 17.09.	
ICE Futures , in EUR/t	
EUA Dezember 2020	27,99 28,43
CER Dezember 2020	0,28 0,29
EEX Future , in EUR/t	
EUA Dezember 2020	27,99 28,46
Erdöl vom 18.09. 17.09.	
ICE Brent Future , in USD/Barrel	
November 2020	43,15 43,30
Kohle/Frachten vom 18.09. 17.09.	
ICE Rotterdam Coal Future , in USD/t	
September 2020	52,00 51,90
Baltic Dry Index	1294 1281
EZB-Referenzkurse vom 19.9. 18.9.	
Euro/USD	1,1833 1,1833
Euro/GBP	0,9132 0,9132



Die Charts zeigen die Tageswerte und den 7-Tage-Durchschnitt

EEX-Futures Abrechnungspreise

(EUR/MWh) und Anzahl der Kontrakte
18.09.2020

Baselad	DE	AT
September 2020	41,72	45,76
Umsatz	-	-
Oktober 2020	38,64	42,07
Umsatz	2609	-
November 2020	42,78	46,22
Umsatz	911	-
Quartal 4/2020	40,34	44,05
Umsatz	756	105
Quartal 1/2021	43,42	47,99
Umsatz	330	-
Quartal 2/2021	38,18	39,27
Umsatz	22	2
Jahr 2021	41,82	44,51
Umsatz	340	10
Jahr 2022	45,09	47,87
Umsatz	80	-
Jahr 2023	47,00	49,95
Umsatz	20	-
Peakload	DE	AT
September 2020	49,60	54,06
Umsatz	-	-
Oktober 2020	47,92	51,24
Umsatz	-	-
November 2020	53,27	56,76
Umsatz	-	-
Quartal 4/2020	50,80	54,32
Umsatz	10	-
Quartal 1/2021	54,74	58,82
Umsatz	2	-
Quartal 2/2021	43,33	44,72
Umsatz	2	-
Jahr 2021	50,53	53,14
Umsatz	17	-
Jahr 2022	55,00	57,72
Umsatz	18	-
Jahr 2023	57,34	60,24
Umsatz	12	-

MBI TRADENEWS ENERGY

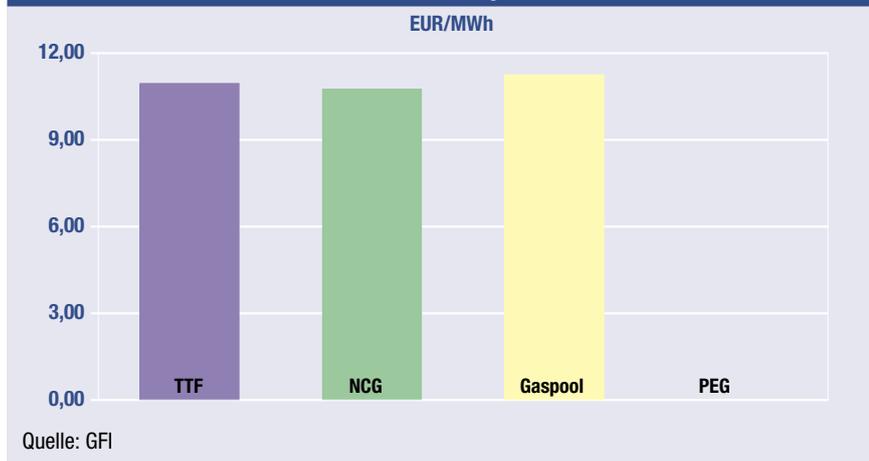
Gaspreis-Monitor

OTC-Quotierungen von GFI vom 18.09.2020 in EUR/MWh

	Bid	Offer	Last Trade		Bid	Offer	Last Trade
TTF (Title Transfer Facility)				NCG H-Gas			
Day Ahead	10,70	11,10	10,95	Day Ahead	-	-	-
Weekend	10,95	11,00	11,00	Weekend	10,40	10,38	10,40
WDNW*	11,15	-	11,15	WDNW*	-	-	-
BOM**	11,30	11,28	11,30	Oktober	10,99	11,43	10,95
Oktober	11,45	11,60	11,45	November	12,99	-	-
November	12,80	13,25	13,08	Dezember	13,89	13,78	13,99
Dezember	13,66	13,53	13,75	Q4/2020	-	-	-
Januar	13,90	-	13,85	Q1/2021	13,85	14,24	14,02
Februar	-	-	13,88	Winter 2020	13,20	13,15	-
März	13,72	-	-	Gaspool H-Gas			
Q4/2020	12,50	12,75	12,75	Day Ahead	-	-	-
Q1/2021	13,73	14,09	13,88	Weekend	11,10	11,10	11,10
Q2/2021	-	-	-	Oktober	11,03	11,55	11,10
Q3/2021	-	-	-	November	12,91	13,08	13,06
Winter 2020	12,93	13,25	13,05	Q4/2020	12,48	-	12,60
Sommer 2021	12,63	12,85	12,85	PEG H-Gas			
Winter 2021	15,33	-	15,33	Day Ahead	10,40	10,38	-
Sommer 2022	-	-	-	Weekend	-	10,40	10,40
Jahr 2021	13,50	13,75	13,53	Oktober	10,58	11,25	10,68
Jahr 2022	14,65	14,75	14,73	November	12,63	13,03	12,60
Jahr 2023	15,13	15,18	15,15				

*WDNW: Working days next week; **BOM: Balance of the Month

GFI Last Trade Day Ahead



ICE ENDEX TTF Gas Futures

Abrechnungspreise in EUR/MWh, Umsätze in MWh		
	18.9.	17.9.
Oktober 2020	11,475	11,121
Volumen	25630	19660
November 2020	13,076	12,879
Volumen	10465	9450
Dezember 2020	13,695	13,548
Volumen	4765	4405
Quartal 4/2020	12,75	12,51
Volumen	2430	1155
Quartal 1/2021	13,90	13,71
Volumen	2795	2640
Winter 2020	13,31	13,10
Volumen	770	620
Sommer 2021	12,93	12,81
Volumen	1745	1230
Winter 2021	15,37	15,22
Volumen	315	440
Sommer 2022	13,78	13,62
Volumen	95	305
Jahr 2021	13,68	13,68
Volumen	185	375
Jahr 2022	14,70	14,70
Volumen	10	65
Jahr 2023	15,17	15,17
Volumen	10	60

Quelle: ICE ENDEX

www.iceendex.com

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von ICE ENDEX sowie die Tätigung von Investments auf Grundlage der Daten von ICE ENDEX ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von ICE ENDEX und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen.

European Gas Spot Index (ETF)

in EUR/MWh		
	21.09.	20.09.
Delivery Day	11,10	10,98

Quelle: Gaspoint Nordic

Gaspreis-Monitor

EEX-Gashandel Settlement-Preise in EUR/MWh

Lieferperiode	18.09.	17.09.	Lieferperiode	18.09.	17.09.
NCG			GASPOOL		
Day Ahead	10,47	10,68	Day Ahead	11,32	10,95
EGSI	10,55	10,75	EGSI	11,14	11,20
September	9,56	9,56	September	9,85	9,85
Oktober	11,34	10,90	Oktober	11,26	10,83
November	13,42	13,14	November	12,99	12,71
Q4/2020	12,92	12,61	Q4/2020	12,65	12,34
Q1/2021	14,05	13,95	Q1/2021	13,80	13,67
Q2/2021	13,31	13,30	Q2/2021	13,26	13,20
Winter 2020	13,48	13,27	Winter 2020	13,22	13,00
Sommer 2021	13,29	13,28	Sommer 2021	13,19	13,13
Winter 2021	15,71	15,59	Winter 2021	15,71	15,59
Jahr 2021	13,97	13,93	Jahr 2021	13,85	13,79
Jahr 2022	15,06	15,00	Jahr 2022	15,06	15,00
Jahr 2023	15,58	15,55	Jahr 2023	15,58	15,55

EGIX

Germany(täglich)	18.09.	11,30
NCG	11,34	
Gaspool	11,26	

Lieferperiode	18.09.	17.09.	Lieferperiode	18.09.	17.09.
TTF			PEG		
Day Ahead	11,02	11,07	Day Ahead	10,63	10,59
EGSI	10,97	11,15	EGSI	10,52	10,61
September	9,85	9,85	September	9,64	9,64
Oktober	11,49	11,05	Oktober	11,39	10,98
November	13,10	12,82	November	13,13	12,91
Q4/2020	12,77	12,46	Q4/2020	12,77	12,48
Q1/2021	13,92	13,77	Q1/2021	13,78	13,63
Q2/2021	13,00	12,92	Q2/2021	12,88	12,81
Winter 2020	13,34	13,11	Winter 2020	13,27	13,05
Sommer 2021	12,98	12,90	Sommer 2021	12,89	12,81
Winter 2021	15,37	15,25	Winter 2021	15,41	15,29
Jahr 2021	13,71	13,60	Jahr 2021	13,69	13,58
Jahr 2022	14,75	14,58	Jahr 2022	14,76	14,65
Jahr 2023	15,19	15,03	Jahr 2023	15,37	15,28

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von EEX und EPEX SPOT sowie die Tätigkeit von Investments auf Grundlage der Daten von EEX und EPEX SPOT ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von EEX, EPEX SPOT und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung von EEX und EPEX SPOT.

Erneuerbare-Energien-Monitor

Prognostizierte Windleistung in Deutschland



Windleistungsvorhersage vom 20.09.2020 12.00 Uhr UTC; in MW

Tag/Uhrzeit	progn. Leistung
21.09.2020	
6	4282
9	2716
12	1177
15	1736
18	1954
21	3164
0	3203
22.09.2020	
3	2544
6	2314
9	1528
12	1454
15	2249
18	2491
21	3125
0	3946

Quelle: MeteoGroup

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der MeteoGroup-Daten sowie die Tätigkeit von Investments auf Grundlage der MeteoGroup-Daten ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von MeteoGroup und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder von Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung von MeteoGroup.

Einen kostenlosen Testzugang zu unserem Trading-Portal erhalten Sie unter www.meteogroup.com

Erneuerbare-Energien-Monitor

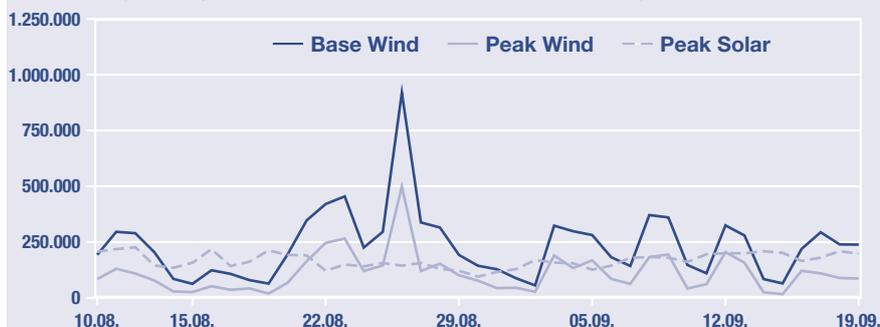
spotrenewables-Windstrom-Vorhersage

vom 20.09.2020 12:00 in MWh

Vorhersage für	21.09.2020		22.09.2020		Veränderung in %	
	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak
Gebiet						
Dänemark	6959	4311	9025	4795	+29,7	+11,2
Deutschland	41148	8545	28680	10795	-30,3	+26,3
- Regelzone TenneT	15925	2637	8831	3654	-44,5	+38,6
- Regelzone TransnetBW	534	94	496	115	-7,1	+22,3
- Regelzone Amprion	10449	2096	4239	2122	-59,4	+1,2
- Regelzone 50Hertz	14240	3718	15114	4905	+6,1	+31,9
Finnland	31301	16858	31224	14587	-0,2	-13,5
Frankreich	25487	9917	29338	13714	+15,1	+38,3
Italien	18557	11466	34341	20080	+85,1	+75,1
Niederlande	6149	732	733	104	-88,1	-85,8
Norwegen	32896	17005	14314	5436	-56,5	-68,0
Schweden	101530	57897	57582	20211	-43,3	-65,1
Spanien	39129	18921	26490	13052	-32,3	-31,0
UK	48524	23839	140160	90075	+188,8	+277,8

Ist-Stromproduktion Erneuerbare (Deutschland)

Wind- und Solarstromproduktion in MWh
(Basis: spotrenewables Istdaten Wind- und Solarstrom)



Temperaturvorhersage

Deutschlandmittel, vom
20.09.2020 12:00 in C

Datum	Base-Mittel	Peak-Mittel	MIN	MAX
21.09.	15,3	18,6	10,3	21,7
22.09.	16,4	19,6	11,9	22,3
23.09.	16,4	18,9	13,0	21,1
24.09.	15,2	16,2	12,6	17,7
25.09.	11,5	12,1	8,4	13,2
26.09.	9,0	10,2	7,5	11,3
27.09.	8,9	9,8	7,3	10,6

spotrenewables-Solarstrom-Vorhersage

vom 20.09.2020 12:00 in MWh

Vorhersage für	21.09.2020		22.09.2020		Veränderung in %	
	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak
Gebiet						
Deutschland	204766	201301	191425	188295	-6,5	-6,5
- Regelzone TenneT	76711	75405	71043	69844	-7,4	-7,4
- Regelzone TransnetBW	25111	24741	22851	22554	-9,0	-8,8
- Regelzone Amprion	44343	43755	41263	40774	-6,9	-6,8
- Regelzone 50Hertz	57665	56433	55061	53862	-4,5	-4,6

Quelle: EuroWind GmbH, www.spotrenewables.com. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung der EuroWind GmbH.



Einen kostenlosen Testzugang mit Vorhersagen für Wind- und Solarstrom europaweit finden Sie unter www.spotrenewables.com

Strombörsen-Monitor

Spot-Daten für den 19.09.2020

(Preise in EUR/MWh; Umsätze in MWh)

Stunden	SpotAuction (F)		SpotAuction (DE)		SpotAuction (NL)	
	Preise	Umsätze	Preise	Umsätze	Preise	Umsätze
1	39,90	11378,0	33,25	17861,7	32,68	2429,3
2	38,24	11148,2	31,08	17901,8	30,51	2876,0
3	35,44	11259,8	32,55	17556,5	32,32	3052,6
4	31,89	11771,3	31,89	18347,0	31,88	3007,4
5	31,26	12281,8	31,26	18833,8	31,26	3019,8
6	30,75	12022,2	30,75	18859,3	30,75	3114,1
7	34,31	10971,6	34,31	19166,5	34,31	3040,7
8	37,02	10171,3	37,02	19035,1	37,02	2984,9
9	39,76	10178,7	39,76	19663,1	39,76	2995,7
10	40,39	11604,6	36,78	22179,9	34,50	3447,8
11	40,29	13213,7	33,58	26290,5	29,58	4141,3
12	39,55	14633,7	32,56	29072,9	26,70	4595,1
13	39,62	15801,0	31,67	30653,9	24,00	4649,3
14	36,97	15015,1	30,73	30802,5	26,69	4957,0
15	35,77	14177,6	30,72	29991,7	27,20	4793,7
16	35,28	14258,4	32,41	27710,4	30,00	4548,4
17	36,03	12478,5	34,99	23621,7	34,84	3851,6
18	40,70	10496,0	40,70	20065,6	37,40	2630,0
19	47,95	10263,0	47,95	20183,6	47,95	2302,0
20	51,02	10460,8	51,02	20127,9	51,02	2066,3
21	51,05	10267,1	51,05	18936,9	51,05	1947,9
22	49,40	8971,6	44,41	17884,3	41,00	2110,2
23	46,51	9163,2	39,74	17559,9	35,10	2194,9
24	40,97	9612,7	36,71	18014,5	33,79	2460,2
	Durchschnitts- preise	Gesamt- umsätze	Durchschnitts- preise	Gesamt- umsätze	Durchschnitts- preise	Gesamt- umsätze
Base	39,59	281600	36,54	520321	34,64	77216
Peak	Zeitraum (09-20)		(09-20)		(09-20)	
	40,28	152581	36,91	300364	34,14	44978
OffPeak1	Zeitraum (01-08)		(01-08)		(01-08 u. 21-24)	
	34,85	91004	32,76	147562	35,14	32238
OffPeak2	Zeitraum (21-24)		(21-24)			
	46,98	38015	42,98	72396		

TradeNews Energy – diese Informationen und Daten erhalten Sie regelmäßig:

- Täglich Marktberichte und Preise vom deutschen OTC-Strommarkt – exklusiv von der TradeNews-Redaktion recherchiert
- Wöchentlich Erdgas-Marktberichte von den europäischen Gasmärkten (NCG, Gaspool, NBP, TTF) sowie exklusive Prognosen und Ausblicke unseres Research-Teams
- Täglich eine Seite aktuelle Erdgaspreise von der TTF, NCG, Gaspool und PEG Nord in Zusammenarbeit mit dem renommierten Brokerhaus GFI Securities Limited sowie Futures-Notierungen von der niederländischen Erdgasbörse ENDEX
- Jeden Dienstag aktuelle Erdgaspreis-Prognosen in Zusammenarbeit mit dem Erdgas-Consultant Metanopoly
- Täglich Preisdaten Strom, Gas, CO₂ und Öl von allen wichtigen europäischen Energiebörsen
- Mittwochs und freitags CO₂-Marktberichte

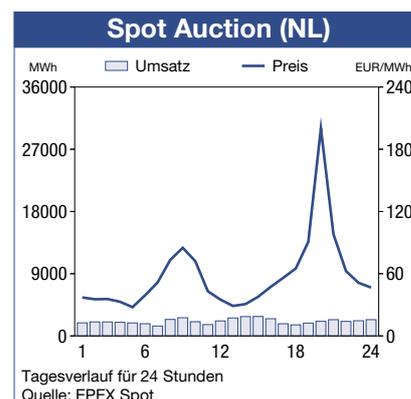
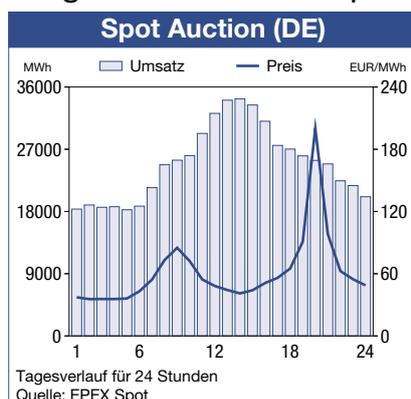
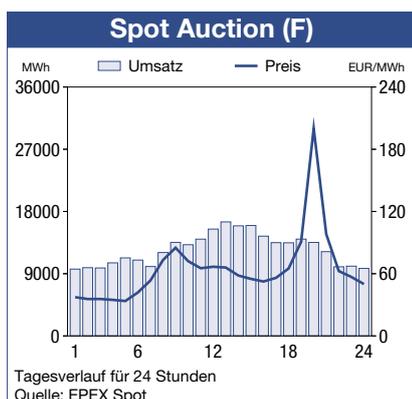
Strombörsen-Monitor

Spot Auction (F)				
für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.09.	20.09.	21.09.	20.09.
Stunden				
1	37,35	40,34	9663,5	8963,1
2	35,57	37,01	9871,3	8567,3
3	35,60	35,36	9827,5	8917,9
4	34,75	34,40	10569,1	9476,7
5	33,64	34,21	11287,6	10392,8
6	41,93	34,20	10973,1	10679,8
7	53,48	34,80	10036,4	9291,9
8	73,19	34,50	12059,6	8980,5
9	85,00	35,05	13527,4	8797,6
10	72,09	36,75	13191,1	10252,1
11	65,28	34,20	13995,9	11661,7
12	66,68	36,90	15451,0	13359,2
13	65,93	39,80	16490,5	14517,2
14	58,21	38,14	15919,7	14995,7
15	55,00	34,10	15973,1	13941,0
16	52,44	32,95	14427,9	12818,1
17	56,00	34,20	13492,9	11609,9
18	65,00	38,31	13469,4	11039,9
19	90,81	45,99	14002,1	10155,3
20	200,04	51,70	13522,6	10381,9
21	98,13	51,91	12186,4	10649,1
22	62,52	50,87	10001,4	8802,1
23	56,85	46,10	10088,0	8718,8
24	50,00	41,91	9764,5	8999,7
	Durchschnittspreise		Gesamtumsätze	
Base	64,40	38,90	299792	255969
Peak (09-20)	77,71	38,17	173464	143530
OffPeak1 (01-08)	43,19	35,60	84288	75270
OffPeak2 (21-24)	66,88	47,70	42040	37170

Spot Auction (DE)				
für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.09.	20.09.	21.09.	20.09.
Stunden				
1	37,24	37,89	18347,6	16969,0
2	35,46	36,77	18941,0	17843,8
3	35,60	35,36	18603,2	18075,2
4	35,54	34,40	18686,7	17879,6
5	36,07	34,21	18248,5	16995,3
6	43,11	34,20	18769,2	17264,8
7	54,36	34,80	21445,9	17130,0
8	73,19	34,50	24755,5	17542,2
9	85,00	35,05	25419,3	18994,2
10	72,09	36,75	26081,5	21347,1
11	54,40	34,20	29289,9	25099,1
12	48,13	31,34	32194,2	27683,0
13	44,25	31,13	34095,8	29793,7
14	40,98	31,02	34283,4	30617,4
15	44,01	32,34	33401,1	30019,3
16	50,96	32,95	31054,1	27401,7
17	56,00	34,20	27556,8	23530,2
18	65,00	38,31	27024,3	19811,0
19	90,81	46,47	26043,7	19055,7
20	200,04	51,70	25391,7	19085,8
21	98,13	51,91	24876,3	18234,6
22	62,52	47,90	22438,0	17899,5
23	54,67	44,65	21744,2	18463,4
24	48,73	38,31	20130,8	18490,4
	Durchschnittspreise		Gesamtumsätze	
Base	61,10	37,52	598823	505226
Peak (09-20)	70,97	36,29	351836	292438
OffPeak1 (01-08)	43,82	35,27	157798	139700
OffPeak2 (21-24)	66,01	45,69	89189	73088

Spot Auction (NL)				
für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.09.	20.09.	21.09.	20.09.
Stunden				
1	37,09	37,75	1889,9	1741,3
2	35,32	36,75	2025,1	1622,6
3	35,60	35,36	2018,3	1699,8
4	32,93	34,40	1967,8	1714,2
5	27,70	34,21	1877,9	1777,4
6	39,23	34,20	1764,1	1840,6
7	51,63	34,80	1431,6	1775,4
8	73,19	34,50	2379,0	1727,8
9	85,00	35,05	2629,2	1927,5
10	72,09	36,75	2055,1	2341,1
11	43,04	34,20	1640,0	2954,3
12	35,06	28,25	2169,8	3635,8
13	28,89	26,29	2598,7	3969,1
14	30,70	27,00	2794,5	4139,2
15	37,70	31,34	2808,1	4161,1
16	47,28	32,95	2487,7	3790,8
17	56,00	24,01	1757,6	3050,7
18	65,00	38,31	1601,4	2623,4
19	90,81	44,91	1853,4	2235,1
20	200,04	51,70	2116,3	2048,0
21	98,13	51,91	2348,4	1889,4
22	62,52	45,91	2100,6	1901,6
23	51,20	43,70	2196,5	1803,3
24	46,65	36,08	2351,3	1843,3
	Durchschnittspreise		Gesamtumsätze	
Base	57,62	36,26	50862	58213
Peak (09-20)	65,97	34,23	26512	36876
OffPeak (01-08 u. 21-24)	49,27	38,30	24351	21337

Tagesverlauf EPEX Spot



CO₂-Preisüberblick

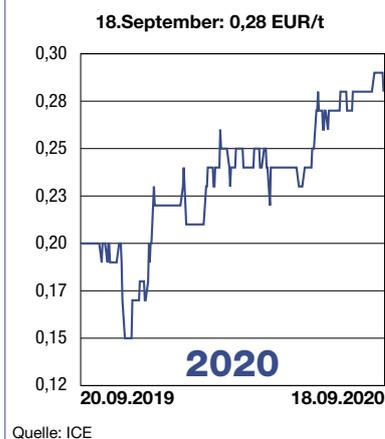
EUA-Terminmarkt	18.9.	17.9.
ICE		
Schlusskurse in EUR/t		
September 2020	27,97	28,41
Umsatz	21	31
Oktober 2020	27,97	28,41
Umsatz	-	-
November 2020	27,98	28,42
Umsatz	-	-
Dezember 2020	27,99	28,43
Umsatz	20348	22318
März 2021	28,04	28,49
Umsatz	1421	291
Dezember 2021	28,27	28,72
Umsatz	1784	1885
Dezember 2022	28,68	29,13
Umsatz	233	846
Dezember 2023	29,17	29,64
Umsatz	-	39
EEX European Carbon Futures		
Dezember 2020	27,99	28,46
Umsatz	889000	2307000
Dezember 2021	28,26	28,72
Umsatz	229000	307000
EUA-Spotmarkt 18.9. 17.9.		
Preise in EUR/t (3. Handelsperiode)		
ICE (Daily Future)	27,97	28,41
Umsatz	2254	3577
EEX	27,97	28,40
Umsatz	37000	120000

CER-Terminmarkt	18.9.	17.9.
ICE		
September 2020	0,28	0,29
Umsatz	-	-
Oktober 2020	0,28	0,29
Umsatz	-	-
November 2020	0,28	0,29
Umsatz	-	-
Dezember 2020	0,28	0,29
Umsatz	1	300
EEX		
Dezember 2020	0,30	0,30
Umsatz	-	-
CER-Spotmarkt 18.9. 17.9.		
EEX		
Grün	0,30	0,30
EUAA-Terminmarkt 18.9. 17.9.		
EEX European Aviation Allowances		
Dezember 2020	27,21	27,68

ICE EUA-Future Dez. 2020



ICE CER-Future Dez. 2020



Spread EUA/CER Dez. 2020



EnergySource

Energie-Informationsplattform

1 Woche lang testen:
kostenfrei &
unverbindlich

Kontakt:

Tel.: + 49 (0) 69 / 271 07 60 11
E-Mail: energie@mbi-infosource.de
Web: www.mbi-energysource.de



Nachrichten | Marktdaten | Prognosen

www.mbi-infosource.de