

MBI TRADENEWS ENERGY

Mit Content von Dow Jones

STROM | ERDGAS | EMISSIONEN | ERDÖL | KOHLE

Freitag, 21. Dezember 2018 | Nr. 247

OTC-Strommarkt

Wenig Wind in der neuen Woche
Notierungen geben
zumeist nach

Überwiegend leichter hat sich am Donnerstag der deutsche Strommarkt gezeigt. Der Day-ahead verlief im außerbörslichen Geschäft 6,85 auf 48,75 Euro. Der Peak sank um 4,75 auf 57,00 Euro, wobei die niedrigeren Preise für Freitag auf die Prognose einer höheren Erneuerbareinspeisung und die am Freitag zumeist etwas geringere Nachfrage zurückzuführen ist. Die für das Wochenende erwartete Windspitze soll nun doch etwas schwächer ausfallen als zuletzt vorhergesagt. Entsprechend machte das Weekend einen Satz nach oben. Für die Weihnachtswoche ist den Meteorologen zufolge weiterhin mit verhältnismäßig milden Temperaturen aber nur mit wenig Wind zu rechnen. Die Windeinspeisung könne möglicherweise noch etwas geringer ausfallen als der Markt derzeit eskomptiere, so ein Händler.

Mehr: Seite 2

Top-News

Endgültige Entscheidung
Vattenfall baut
Windpark Kriegers Flak

Der schwedische Energieversorger Vattenfall hat die abschließende Investitionsentscheidung für die dänische Offshore-Windfarm Kriegers Flak in der Ostsee getroffen. Der Windpark soll über 72 Turbinen zu je 8,4 Megawatt verfügen. Als Gesamtkapazität ergeben sich damit 604,8 Megawatt. Der Park soll im Laufe des Jahres 2021 vollständig in Betrieb gehen.

Für den ebenfalls von Vattenfall geplanten dänischen Park Vesterhav Syd & Nord ist ein Beschwerdeverfahren noch nicht abgeschlossen. Laut den Unternehmensangaben soll eine Entscheidung noch im laufenden Jahr getroffen werden. Beide Projekte zusammen kommen auf eine Kapazität von 949 MW und ergeben einen Gesamtwert von 1,7 Milliarden Euro. Mit dem produzierten Strom können rund eine Million dänische Haushalte versorgt werden.

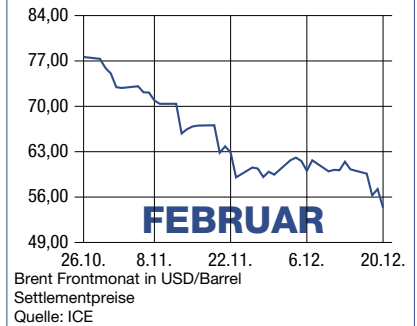
MBI/cdg/20.12.2018

Strompreise OTC-Deutschland

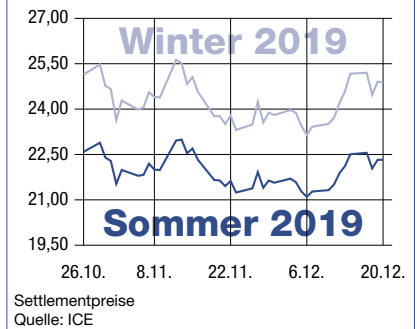
20. Dezember 2018 (in EUR/MWh)	Baseload		Peakload	
	Bid/Ask	Veränd.	Bid/Ask	Veränd.
Day-ahead	48,75	-6,85	57,00	-4,75
Weekend	44,00-45,00	+5,63	-	-
Week-ahead	43,05-43,50	+0,90	47,25-47,75	+1,10
Januar 2019*	61,10-61,55	-0,65	76,00-77,05	-1,38
Februar 2019*	63,10-63,45	-0,78	75,15-77,95	-1,35
März 2019*	53,25-54,95	+0,27	61,20-64,20	-1,90
April 2019	51,50-51,95	-0,75	-	-
Q1/2019	59,20-59,30	-0,45	73,50-73,50	-0,90
Q2/2019*	51,40-51,50	-0,95	59,00-59,80	-0,35
Jahr 2019*	54,80-55,00	-1,10	66,65-66,90	-1,25
Jahr 2020*	51,15-51,45	-1,20	64,20-64,90	-0,90
Jahr 2021*	47,80-48,00	-1,50	60,60-61,95	-1,25

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

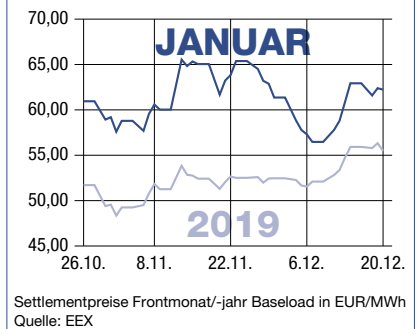
Rohöl (ICE)



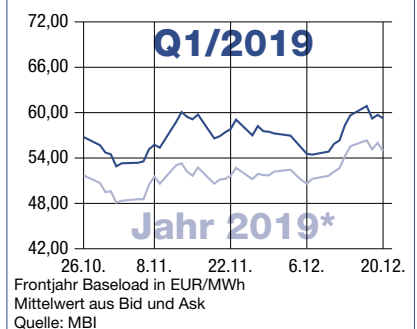
Erdgas (ICE-Exend TTF)



Strom (EEX Phelix Base)



Strom (OTC-Deutschland)



Strom

Fortsetzung von Seite 1

Cal 19 gibt über einen Euro ab

Das Risiko für die Marktteilnehmer besteht damit eher in höheren Preisen für die Weihnachtswoche als in einem Preisrückgang. Die Wetterläufe zeigten derzeit keine klare Tendenz, so der Händler weiter. Es seien verschiedene Szenarien denkbar, wie es im letzten Dezemberdrittel und in den ersten Tagen 2019 weitergehe.

Prognose Einspeisung Wind und Solar Deutschland gesamt

(in MW)	20.12.	21.12.
Base	15.883	24.895
Peak	17.258	25.169
Off Peak	14.509	24.621

Quelle: Eurowind

Auch das lange Ende legte am Donnerstag den Rückwärtsgang ein. Das Cal-19 verlor bis zum frühen Nachmittag 1,10 auf 54,90 Euro. Maßgeblich hierfür dürften die Emissionszertifikate gewesen sein, die am Vortag den Widerstand von 25 Euro nicht hat-

ten knacken können. Gegen 14.00 Uhr zeigte sich der Dec 19 mit einem Verlust von 0,33 auf 24,29 Euro je Tonne. Kohle zeigte sich fester, Gas präsentierte sich uneinheitlich. Bei Rohöl ging die Abwärtsfahrt indessen weiter.

Zu den Verlusten im Energiesektor dürfte eine generelle Eintrübung des Sentiments an den Börsen beigetragen haben. Hauptbelastungsfaktor war die falkenhaft aufgenommene geldpolitische Entscheidung der US-Notenbank vom Mittwoch. Die Fed hat zwar wie mehrheitlich erwartet den Leitzins um 25 Basispunkte auf 2,25 bis 2,50 Prozent nach oben genommen; mehr erhofft hatte sich der Markt aber von den Zinsaussichten.

Für 2019 avisiert die Fed nun statt drei Erhöhungen nur noch zwei. Weil am Zinsterminmarkt zuletzt aber nur noch ein Zinsschritt für 2019 eingepreist wurde, machte sich Enttäuschung breit. Zudem verunsicherte, dass Fed-Chef Jerome Powell eine moderatere US-Wirtschaftsentwicklung im kommenden Jahr erwartet. MBI/cdg/20.12.2018

Stromgroßhandelsmarkt

EEX Group evaluiert Markteintritt in Japan

Die EEX Group will ihre Dienstleistungen in Asien ausbauen und dazu ein Angebot von geclearten Terminmarktprodukten für den japanischen Stromgroßhandelsmarkt schaffen. Das Wirtschafts-, Handels- und Industrieministerium (METI) in Japan leitet seit mehreren Jahren die Bemühungen zur Deregulierung und Entwicklung der Märkte. Um zu untersuchen, wie diese Marktentwicklung am besten unterstützt werden kann, wird sich die EEX Group mit Marktteilnehmern und anderen Stakeholdern zu den Entwicklungsmöglichkeiten auseinandersetzen.

Peter Reitz, CEO der EEX, sagt: „Die EEX Group bietet derzeit Energie- und Commodity-Produkte für Handelsteilnehmer in mehr als 30 Ländern weltweit an und der japanische Markt hat für unsere langfristige globale Entwicklungsstrategie eine hohe Priorität. Das Angebot von Stromterminmarktinstrumenten zum Clearing wäre ein wichtiger Schritt im Zuge der globalen Ausweitung unserer Produkte und Dienstleistungen.“

MBI/cdg/20.12.2018

Zum Jahresende

Lex Hartman verlässt Netzbetreiber Tennet

Der niederländisch-deutsche Übertragungsnetzbetreiber Tennet überrascht kurz vor Weihnachten mit einer Personalie: Lex Hartman scheidet zum 1. Januar 2019 aus der Geschäftsführung der Tennet TSO GmbH in Bayreuth aus. Er verlässt gleichzeitig auch den Vorstand des Mutterkonzerns Tennet Holding BV, wie das Unternehmen am Donnerstag mitteilte. Hartman hatte seine Karriere 1999 bei Tennet begonnen und gehörte ab 2008 dem Vorstand an, seit 2010 war er Geschäftsführer der deutschen Tochter Tennet TSO. Lex Hartman wird laut Unternehmensangaben eng mit Tennet verbunden bleiben und den Vorstand in strategischen Fragen beraten. MBI/aul/20.12.2018

Reservoirs Schweiz

Minus 5,1 Prozentpunkte

Die Schweizer Wasserreservoirs wiesen am 17. Dezember einen Füllstand von 67,2 Prozent auf. Im Vergleich mit der Vorwoche ist dies ein Minus von 5,1 Prozentpunkten, teilte das Bundesamt

für Energie, Bern, in einer Medieninformation mit. Der aktuelle Wert liege 14,3 Prozentpunkte über dem Wert der Vorjahreswoche, heißt es vom Schweizer Bundesamt weiter.

Wasserstände Schweizer Reservoirs

	Potenzial (GWh)	Füllstand (Prozent)	zur Vorwoche (Prozentpunkt)
Gesamte Schweiz	5933	67,2	-5,1
Wallis	2698	66,9	-3,9
Graubünden	1212	61,2	-7,0
Tessin	886	72,0	-5,1
Übrige Schweiz	1137	72,0	-5,4

Quelle: Bundesamt für Energie (Schweiz)



Erdgas

Ab dem 4. Quartal 2020

RWE Supply & Trading erhält LNG von Woodside

Woodside Energy Trading Singapore Pte Ltd (Woodside) hat mit RWE Supply & Trading GmbH einen Vertrag über die mittelfristige Lieferung von verflüssigtem Erdgas (LNG) ab dem 4. Quartal 2020 abgeschlossen. Die Vereinbarung läuft laut RWE-Angaben bis Dezember 2022. Die LNG-Lieferungen sollen frei an Bord (FOB) abgewickelt werden, erläutert Reinhardt Matisons, Executive Vice President von Woodside für Marketing, Trading und Shipping. Die Mengen stammen seitens Woodside hauptsächlich aus dem Projekt Corpus Christi LNG in Texas (USA).
MBI/cdg/20.12.2018

Gasfernleitungsbetreiber EU-Konsortium erwirbt griechische Desfa

Ein Konsortium um die italienische Snam hat jetzt den Erwerb eines Mehrheitsanteils von 66 Prozent am griechischen Gasfernleitungsbetreiber Desfa vollzogen. An dem Gasnetzbetreiber-Konsortium sind neben der Snam die spanische Enagas und die belgische Fluxys mit je 20 Prozent beteiligt. Der Kaufpreis beläuft sich auf 535 Millionen Euro, wie Snam mitteilte.

Die staatlich griechische Desfa wurde im Zuge des Privatisierungsprogramms veräußert. Das Unternehmen betreibt ein Gasnetz von 1.500

Kilometer Länge und ist zuständig für den griechischen Abschnitt der Transadriatischen Pipeline, die künftig aserbaidzhanisches Erdgas über die Türkei nach Italien transportieren soll.
MBI/aul/20.12.2018

Balkan Gas Hub CEGH und Bulgartransgaz wollen kooperieren

Die österreichische Central European Gas Hub AG (CEGH) und der bulgarische Fernleitungsnetzbetreiber Bulgartransgaz (BTG) wollen bei der Entwicklung des „Balkan Gas Hub“ in Bulgarien zusammenarbeiten. Wie der CEGH mitteilte, wurde ein entsprechendes Memorandum of Understanding jetzt unterzeichnet. CEGH und BTG sind beide der Ansicht, dass der bulgarische Markt eine wichtige Rolle bei der Entwicklung eines liquiden Gashandels in Südosteuropa spielt. BTG wird in die Ausweitung des bulgarischen Fernleitungsnetzwerks investieren, um Bulgarien zu einer Drehscheibe im europäischen Erdgasgeschäft zu machen. CEGH wird Informationen und Know-how zum Betrieb von Gas-Hubs zur Verfügung stellen. Die Partner wollen zudem die Möglichkeiten einer Zusammenarbeit durch Dienstleistungsvereinbarungen oder noch weitergehende Kooperationsformen ausloten.
MBI/cdg/20.12.2018

Anbindung zur Nord Stream Netzagentur gibt grünes Licht für Eugal

Die Bundesnetzagentur hat den Bau einer wichtigen Gasleitung endgültig genehmigt, die Gas aus der umstrittenen Ostseeröhre Nord Stream 2 weitertransportieren soll. Die Pipeline von Lubmin an der Ostseeküste bis nach Deutschneudorf an der tschechischen Grenze kostet rund 2,3 Milliarden Euro. Die knapp 500 Kilometer lange Eugal-Röhre wird gebaut von einem Gemeinschaftsunternehmen des deutschen Chemiekonzerns BASF und des russischen Erdgasriesen Gazprom. Das durch Nord Stream

2 kommende Gas soll künftig über ein weitverzweigtes Netz in Europa verteilt werden. Mit der Eugal kann das Gas nach Tschechien und Osteuropa gepumpt werden. Erste Rohre sind verlegt. Ende 2020 sollen die Arbeiten abgeschlossen werden.

Darüber hinaus forderte die Netzentwurf am Donnerstag Änderungen am Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) 2018-2028. Im zehnjährigen NEP Gas sind insgesamt 159 Vorhaben mit einem Investitionsvolumen von rund sieben Milliarden Euro enthalten. In den nächsten zehn Jahren sollen laut Plan rund 1.300 Kilometer neuer Gasleitungen gebaut werden, u.a. die Eugal-Leitung. Projekte, die nicht in den Anwendungsbereich des Netzentwicklungsplans fallen, müssen laut Netzentwurf herausgenommen werden - wie etwa die Anbindungsleitung für ein geplantes Flüssiggas-Terminal in Brunsbüttel. Der Bau einer Anbindungsleitung falle in die Verantwortung des Projektierers, begründete die Regulierungsbehörde ihr Vorgehen.
MBI/jcl/aul/DJN/20.12.2018

Nord Stream 2 US-Botschafter setzt Deutschland unter Druck

Der US-Botschafter in Deutschland, Richard Grenell, hat die Bundesregierung dazu aufgefordert, ihre Unterstützung für die umstrittene Gasröhre Nord Stream 2 einzustellen. Das Projekt sei „ein dreister Versuch der russischen Regierung, den Würgegriff zu verstärken“ schreibt Grenell in einem Gastbeitrag für die Rheinische Post. Die USA werfen dem Kreml vor, die Ukraine destabilisieren zu wollen. Mit der Pipeline in der Ostsee zwischen Russland und Deutschland, so Grenell, habe Moskau dazu noch einen viel größeren Hebel in der Hand. „Nord Stream 2 würde die Tür für zunehmende russische Aggression gegenüber Kiew öffnen, da Moskau sich nicht mehr darum sorgen müsste, wie sich seine Aktivitäten auf die Gasverkäufe an Westeuropa auswirken.“
MBI/DJN/aul/20.12.2018

MBI Research Gasmarktausblick

Gasangebot dürfte Anfang 2019 Preisentwicklung belasten

Ein deutsches Staatsunternehmen warb vor vielen Jahren mit dem Slogan, „Alle reden vom Wetter - wir nicht“ und dabei gelten doch als die vier Feinde der Deutschen Bahn die Jahreszeiten Winter, Frühling, Sommer und Herbst. Für die mittelfristigen Preisentwicklungen bei Erdgas spielen die Wetteraussichten insbesondere für den Winter eine erhebliche Rolle.

Das statistische Wettermodell vom MBI Research kommt basierend auf den monatlichen Durchschnittstemperaturen zu dem Ergebnis, dass die Wintermonate leicht milder als normal ausfallen dürften. Dies schließt natürlich nicht aus, dass es auch zu temporären Kältewellen kommen kann, es allerdings dann auch Phasen mit Tagestemperaturen über dem saisonalen Erwartungswert gibt.

Bei den Speicherbeständen hat sich das Bild gewandelt

Vor diesem Hintergrund ist es erstaunlich, wie sich die Gaspreise in der zweiten Dezemberwoche in den nordwesteuropäischen Marktgebieten entwickelten. Höhere Preise für den Day-ahead sind ja bei einer temporären Kältewelle normal. Allerdings sollte dann der Markt auch wieder niedrigere Preise für die Phase von Temperaturen über dem saisonüblichen Wert eskomptieren. Dies bedeutet, dass ein Preisanstieg an der TTF für Frontmonat und -quartal von 6,8 Prozent bzw. für das Kalenderjahr 2019 von 6,0 Prozent nur dann begründet ist, wenn es zu einer grundlegenden Änderung in den mittelfristigen Wetteraussichten gekommen wäre.

Sicherlich rechtfertigte die zwischenzeitliche Prognose des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersagen für kältere Temperaturen im Januar auch einen deutlichen Preisanstieg für den Frontmonat, der sich dann auch auf Frontquartal und Kalenderjahr 2019 auswirkt, jedoch wäre hier mit spürbar geringeren pro-

zentualen Aufschlägen zu rechnen.

Im vergangenen Winter fiel in Deutschland der Auslastungsgrad bei den Gasspeichern unter den Vorjahreswert und lag auch während der gesamten Einspeicherungssaison unter dem vergleichbaren Niveau im Jahresvergleich. Erst mit geringeren Ausspeicherungen im Dezember hat sich das Bild grundlegend gewandelt. Nach den vorläufigen Schätzungen von Gas Infrastructure Europe (GIE) lag die Kapazitätsauslastung am 17. Dezember dieses Jahres bei 77,5 Prozent, während die Kapazitätsauslastung am gleichen Tag des Vorjahres bei 71,9 Prozent lag. Die Wetteraussichten für die zweite Dezemberhälfte sprechen dafür, dass die Ausspeicherungen gering bleiben dürften, sodass sich der Abstand zum Vorjahresniveau noch ausweiten könnten.

Gasmärkte zeigten sich immun gegen Abgaben am Ölmarkt

Wird es im Januar nun etwas kühler als saisonüblich, dann sollten zwar die Ausspeicherungen zunehmen. Aber es bleibt doch fraglich, ob sich diese Entwicklung auch im Februar und März fortsetzen wird. Sicherlich sind niedrigere Temperaturen im Januar auch mit einem höheren Gasverbrauch und Ausspeicherungen verbunden, dennoch könnte die Speichersituation zum Ende des ersten Monats des Jahres 2019 nicht wesentlich schlechter als zum Anfang dieses Jahres sein. In diesem Fall wäre also weiterhin damit zu rechnen, dass die Speicherbestände zum Ende der Wintersaison 2018/19 höher als zum vorherigen Winterende liegen dürften. Denn 2018 fiel der Februar deutlich kälter aus, was sich in 2019 nicht wiederholen sollte, wenn die mittelfristigen Prognosen eines normalen Winters insgesamt zutreffen. Dies würde natürlich dann auch einen geringeren Gasbedarf zum Auffüllen der Speicher in der Sommersaison bedeuten. Die Gasmärkte im nordwestlichen Europa reagierten auch

in der zweiten Dezemberwoche nicht auf den abermaligen Rutsch der internationalen Ölpreise, sondern gingen kräftig nach oben. Auch dies ist verwunderlich, denn die Auswirkungen auf die ölindezierten Gaspreise für die Lieferungen aus Russland bestimmen ja weiterhin einen wesentlichen Teil des Grenzübergangspreises. Er hat auch Auswirkungen auf die Preise für Flüssiggas (LNG), da insbesondere im asiatischen Bereich trotz liquiderer Spotmärkte langfristige Lieferungen an Rohöl gekoppelt sind. Die Wetteraussichten für Asien sprechen für einen geringeren Bedarf an LNG als im ersten Quartal 2018, sodass auch in den ersten drei Monaten die LNG-Lieferungen zu den Terminals im nordwestlichen Europa hochbleiben dürften.

Zudem sollten die USA ihre LNG-Exporte nach Europa steigern, was nicht nur am Handelskrieg gegen China und den entsprechenden Gegenmaßnahmen mit einem Importzoll Chinas auf LNG-Importe aus den USA liegt. Das Angebot ist auch durch neue Terminals bzw. Produktionsstränge gestiegen. Ferner hat der massive Anstieg der Transportkosten pro Tag dazu geführt, dass der Export von LNG nach Europa lukrativer als nach Asien ist. Dies ist ein weiteres Argument dafür, dass selbst bei phasenweise kälteren Temperaturen die Ausspeicherungen geringer als im Vorjahr für das erste Quartal 2019 ausfallen sollten.

Analysten vernachlässigten Entwicklung bei CO2

Das sich dem Ende neigende Jahr 2018 hat in einem Bereich der Energiemärkte zu einer drastischen Veränderung geführt, die von so manchem Gashändler oder -analysten vernachlässigt wird. Es ist die Preisentwicklung bei den CO2-Emissionsrechten. Der am 17. Dezember fällig gewordene EUA-Future an der ICE wurde mit 24,28 Euro je Tonne abgerechnet. ▶▶

▶▶ Während er zum Jahresultimo 2017 bei nur 8,18 aus dem Handel gegangen war. Der Preis hat sich also binnen Jahresfrist fast verdreifacht. Somit geht nicht nur allein aufgrund der positiven Korrelation zwischen dem EUA-Future und dem Kalenderjahr 2019 für die TTF von den höheren Notierungen für die CO₂-Emissionsrechte ein positiver Impuls auf die Gaspreise aus. Steigen die Notierungen 2019 weiter, was aufgrund der Einführung der Marktstabilisierungsreserve und eines somit verringerten Angebots zu erwarten ist, dann dringt der EUA-Future auch in Regionen vor, bei denen ein vermehrter Einsatz von Erdgas für die Stromproduktion zu erwarten ist.

Emissionen mit positivem Effekt für den Gasmarkt

Der kräftige Ausschlag beim EUA-Future in der zweiten Dezemberwoche aufgrund einer Fehlspekulation im Zusammenhang mit dem Options-Verfallstermin auf den Dezember 2018 EUA-Future dürfte deshalb auch eine bedeutende Rolle für die deutlichen Preissteigerungen bei Erdgas gespielt haben. Mittelfristig dürfte die Entwicklung bei den CO₂-Emissionsrechten einen positiven Einfluss auf die Gasnachfrage haben. Dies ist ja auch politisch gewollt und sollte helfen, die Belastung der Umwelt mit CO₂ zu senken. Allerdings könnte in der zweiten Hälfte der Wintersaison und auch zum Beginn der Einspeicherungssaison das Gasangebot und eine geringere Ausspeicherung als im vorherigen Winter die ausschlaggebenden Faktoren sein und zu tendenziell niedrigeren Gaspreisen führen.

Peter Fertig

MBI/cdg/20.12.2018

Emissionen

CO₂-Marktbericht

Dec 19 gibt am Donnerstag Boden ab

Überwiegend abwärts ging es am Donnerstag am CO₂-Markt. Der Benchmark-Kontrakt EUA Dez 19 schwankte im Handelsverlauf zwi-

schen 24,80 Euro und 23,80 Euro. Um 14 Uhr kostete er an der ICE 24,29 Euro. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden 11,18 Millionen Stück gehandelt. Zum Settlement am Mittwoch hatte der Kontrakt mit 24,62 Euro in den Büchern gestanden. Ein Analyst erwartet, dass der Dec 19 nach dem jüngsten Preisanstieg kurz nach unten geht und sich dann wieder erholt. „Dann wird sich die Frage stellen, ob genug Kaufinteresse vorhanden ist, um das Niveau auf 23 Euro zu halten“, sagte ein Analyst.

Ein Händler geht davon aus, dass sich der CO₂-Preis in den nächsten Tagen „um die 24 Euro“ einpendeln wird, sofern es keine externen Nachrichten geben sollte, die sich auf den Preis auswirken. Stützend wirke sich auf den Handel aus, dass es keine Auktionen gebe.

MBI/sir/20.12.2018

Brexit

EU setzt Versteigerung britischer Zertifikate aus

Vom 1. Januar an kann das Vereinigte Königreich keine EU-Zertifikate versteigern, kostenlos ausgeben oder internationale Gutschriften handeln. Das hat die EU-Kommission mitgeteilt. Die Kommission hat zudem die Zuteilung angemessener jährlicher Quoten an Unternehmen des Vereinigten Königreichs für den Zugang zum Markt der EU-27 beschlossen.

Von Januar an müssen britische Zertifikate auch kenntlich gemacht werden. Zertifikate, die bereits im Umlauf und auf den Konten britischer Anlagenbetreiber sind, sind von dieser Maßnahme nicht betroffen. Sobald ein Abkommen zum Ausstieg aus der EU ratifiziert ist, werden die Maßnahmen aufgehoben.

Die Briten haben bereits angekündigt, dass sie im ersten Quartal 2019 keine Zertifikate versteigern wollen. Mit den Maßnahmen soll sichergestellt werden, dass ein „No deal“-Szenario das reibungslose Funktionieren und die Umweltwirksamkeit des Emissionshandelssystems nicht beeinträchtigt.

MBI/sir/20.12.2018

Erdöl

ICE

Rohöl zeigt sich am Donnerstag schwach

Schwach hat sich am Donnerstag Rohöl der Sorte Brent präsentiert. Neben den Sorgen wegen eines möglichen Überangebots am Markt würden nunmehr zunehmend auch Fragezeichen hinter die bisherigen Prognosen zur Nachfrageentwicklung gesetzt, hieß es. Einige Analysten seien der Meinung, dass im kommenden Jahr das Wachstum der Ölnachfrage so gering ausfallen wird wie seit Jahren nicht mehr. Unter Verdacht stehen dabei besonders die Volkswirtschaften Asiens, auf die zwei Drittel des Wachstums der Ölnachfrage entfallen. Bis gegen 16.15 Uhr sank Februar-Brent um 1,16 auf 56,08 US-Dollar je Barrel. Januar-Gasöl verlor 7,50 auf 531,25 Dollar je Tonne.

DJG/cdg/20.12.2018

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

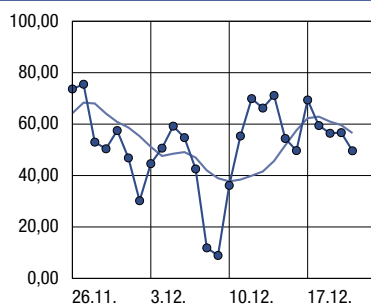
Die Fachpublikationen von MBI Martin Brückner Infosource stützen sich neben umfangreicher Eigenberichterstattung auf Dow Jones Newswires sowie weitere auch international tätige Nachrichtenagenturen. Alle Meldungen werden mit journalistischer Sorgfalt erarbeitet. Für Verzögerungen, Irrtümer und Unterlassungen 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

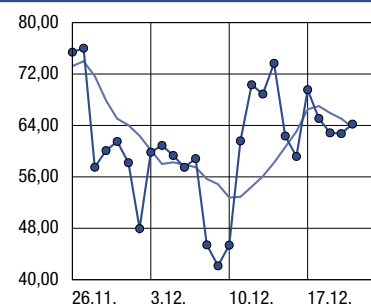
Strom		
		für
Day-ahead , in EUR/MWh		21.12. Vortag
EPEX Spot		
DE Phelix Base	49,62	56,69
DE Phelix Peak	56,08	63,35
F Base	53,96	59,46
F Peak	60,16	66,66
CH Swissix Base	62,96	65,06
CH Swissix Peak	68,14	70,38
ELIX Index Base	41,01	52,96
ELIX Index Peak	50,76	60,84
NL Base	55,54	59,53
EXAA MCP Base	58,75	64,95
Nord Pool Systempreis	52,37	53,69
POLPX MCP Base	58,51	62,83
Futures, in EUR/MWh vom 20.12. 19.12.		
EEX		
Jahr 2019 Base	55,10	55,95
Jahr 2019 Peak	66,95	67,76
MBI OTC Preise vom 20.12. 19.12.		
MBI Frontmonat Base	61,33	61,98
MBI Frontmonat Peak	76,53	77,90
MBI Jahr 2019 Base	54,90	56,00
MBI Jahr 2019 Peak	66,78	68,03
Basierend auf MBI-Modell		
Erdgas vom 20.12. 19.12.		
ICE UK Natural Gas , in pence/therm		
Januar 2019	68,64	67,24
Quartal 1/2019	67,92	66,88
Sommer 2019	58,71	58,77
Winter 2019	66,76	66,85
Pegas Futures , in EUR/MWh		
NGC Januar	24,61	24,30
GPL Januar	24,69	24,24
MBI Research Gas Ind. ZEE	24,40	23,99
CO2 vom 20.12. 19.12.		
ICE Futures , in EUR/t		
EUA Dezember 2019	24,47	24,62
CER Dezember 2019	0,25	0,25
EEX Future , in EUR/t		
EUA Dezember 2019	24,47	24,62
Erdöl vom 20.12. 19.12.		
ICE Brent Future , in USD/Barrel		
Februar 2019	54,35	57,24
Kohle/Frachten vom 20.12. 19.12.		
ICE Rotterdam Coal Future , in USD/t		
Dezember 2018	88,55	88,25
Baltic Dry Index	1378	1395
EZB-Referenzkurse vom 20.12. 19.12.		
Euro/USD	1,1451	1,1405
Euro/GBP	0,9034	0,9032

EPEX Spot Auction Base (DE)



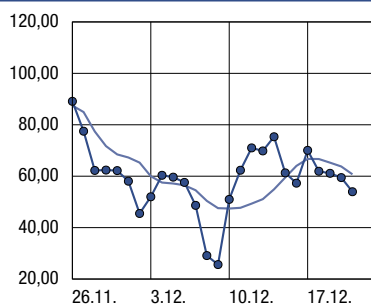
DE = Deutschland, in EUR/MWh
Quelle: EPEX Spot

EPEX Spot Auction Base (AT)



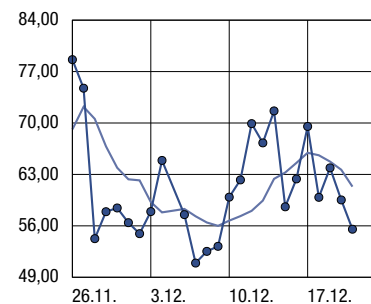
AT = Österreich, in EUR/MWh
Quelle: EPEX Spot

EPEX Spot Auction Base (F)



F = Frankreich, in EUR/MWh
Quelle: EPEX Spot

EPEX Spot Auction Base (NL)



NL = Niederlande, in EUR/MWh
Quelle: EPEX Spot

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

EEX-Futures Abrechnungspreise

(EUR/MWh) und Anzahl der Kontrakte
20.12.2018

Baseload	DE	AT
Dezember 2018	47,78	56,28
Umsatz	-	-
Januar 2019	61,60	67,90
Umsatz	502	3
Februar 2019	63,38	69,68
Umsatz	446	-
Quartal 1/2019	59,25	65,31
Umsatz	116	10
Quartal 2/2019	51,42	52,78
Umsatz	346	-
Quartal 3/2019	53,16	54,62
Umsatz	248	-
Jahr 2019	55,10	58,90
Umsatz	302	20
Jahr 2020	51,09	55,29
Umsatz	189	-
Jahr 2021	47,76	51,46
Umsatz	49	-
Peakload	DE	AT
Dezember 2018	60,63	69,63
Umsatz	-	-
Januar 2019	76,95	86,65
Umsatz	14	-
Februar 2019	78,92	87,74
Umsatz	10	-
Quartal 1/2019	73,67	82,02
Umsatz	6	-
Quartal 2/2019	59,11	61,26
Umsatz	13	3
Quartal 3/2019	62,77	65,04
Umsatz	-	-
Jahr 2019	66,95	71,85
Umsatz	15	3
Jahr 2020	64,03	69,33
Umsatz	32	-
Jahr 2021	61,07	65,17
Umsatz	1	-

MBI TRADENEWS ENERGY

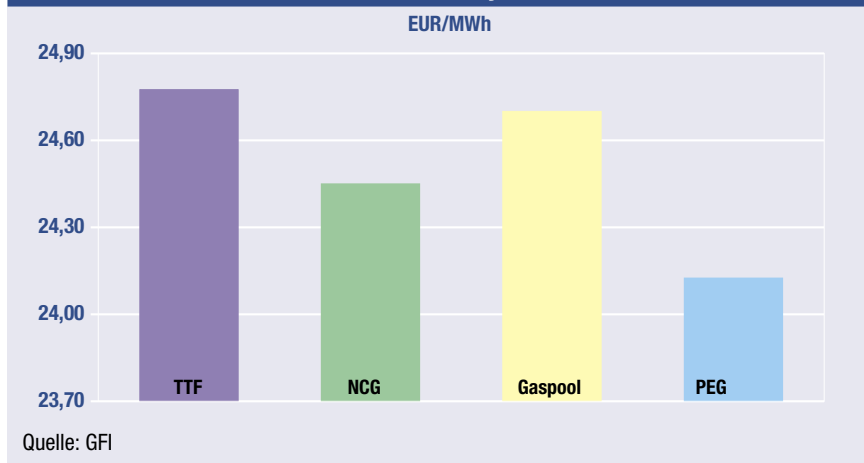
Gaspreis-Monitor

OTC-Quotierungen von GFI vom 20.12.2018 in EUR/MWh

	Bid	Offer	Last Trade		Bid	Offer	Last Trade
TTF (Title Transfer Facility)				NCG H-Gas			
Day Ahead	24,63	24,75	24,78	Day Ahead	24,45	24,43	24,45
Weekend	-	-	-	Weekend	-	-	-
WDNW*	-	-	-	WDNW*	-	-	-
BOM**	24,30	24,15	24,00	Januar	24,63	24,70	24,70
Januar	24,24	24,58	24,73	Februar	-	-	-
Februar	24,65	24,88	24,88	März	-	24,62	-
März	24,35	24,40	24,43	Q1/2019	24,65	-	-
April	-	23,07	22,75	Q2/2019	-	-	-
Mai	-	-	-	Sommer 2019	22,29	-	-
Juni	-	22,27	-	Gaspool H-Gas			
Q1/2019	23,65	24,55	24,55	Day Ahead	24,60	24,70	24,70
Q2/2019	22,20	22,33	-	Weekend	-	-	-
Q3/2019	22,00	-	-	Januar	24,30	24,63	24,55
Q4/2019	23,40	23,70	23,38	Februar	24,40	24,78	24,80
Sommer 2019	22,00	22,30	22,30	Q1/2019	23,70	-	-
Winter 2019	23,75	23,75	23,78	PEG H-Gas			
Sommer 2020	19,85	20,03	19,88	Day Ahead	24,13	24,10	24,13
Winter 2020	21,35	21,48	21,45	Weekend	-	-	-
Jahr 2019	22,95	23,50	23,20	Januar	-	24,58	24,50
Jahr 2020	21,20	21,25	21,18	Februar	-	-	-
Jahr 2021	19,63	19,73	19,58				

*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		
	20.12.	19.12.
Januar 2019	24,605	24,210
Volumen	6610	9250
Februar 2019	24,683	24,350
Volumen	3475	5105
März 2019	24,372	24,100
Volumen	4360	5330
Quartal 1/2019	24,549	24,216
Volumen	1990	3260
Quartal 2/2019	22,499	22,480
Volumen	-	170
Quartal 3/2019	22,152	22,171
Volumen	305	115
Quartal 4/2019	23,600	23,621
Volumen	310	1095
Sommer 2019	22,324	22,325
Volumen	1540	1035
Winter 2019	23,805	23,819
Volumen	825	1525
Jahr 2019	23,194	23,118
Volumen	170	335
Jahr 2020	21,211	21,362
Volumen	180	125
Jahr 2021	19,641	19,827
Volumen	70	45

Quelle: ICE ENDEX

www.iceendex.com

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von ICE ENDEX sowie die Tätigkeit 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		
	21.12.	20.12.
Delivery Day	23,67	23,45

Quelle: Gaspoint Nordic

Gaspreis-Monitor



Pegas-Gashandel Settlement-Preise in EUR/MWh

Lieferperiode	20.12.	19.12.	Lieferperiode	20.12.	19.12.
NGC			GASPOOL		
Day Ahead	24,38	24,62	Day Ahead	24,65	24,28
EGSI	24,44	24,45	EGSI	24,53	24,24
Dezember	25,00	25,00	Dezember	24,90	24,90
Januar	24,61	24,30	Januar	24,69	24,24
Februar	24,68	24,36	Februar	24,76	24,38
Q1/2019	24,59	24,28	Q1/2019	24,66	24,26
Q2/2019	22,81	22,74	Q2/2019	22,73	22,71
Q3/2019	22,61	22,60	Q3/2019	22,42	22,44
Sommer 2019	22,71	22,67	Sommer 2019	22,57	22,58
Winter 2019	24,08	24,12	Winter 2019	23,83	23,87
Sommer 2020	20,19	20,39	Sommer 2020	20,24	20,24
Jahr 2019	23,47	23,35	Jahr 2019	23,42	23,30
Jahr 2020	21,59	21,73	Jahr 2020	21,49	21,63
Jahr 2021	20,13	20,25	Jahr 2021	19,89	20,10

EGIX

Germany(täglich) 20.12. 24,61

NGC

Gaspool 24,69

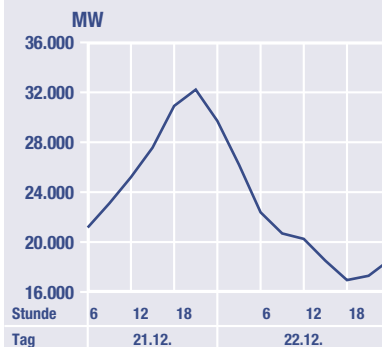
Lieferperiode	20.12.	19.12.	Lieferperiode	20.12.	19.12.
TTF			PEG		
Day Ahead	24,41	24,18	Day Ahead	-	-
EGSI	24,23	24,05	EGSI	24,13	23,99
Dezember	24,61	24,61	Dezember	24,76	24,76
Januar	24,64	24,28	Januar	24,65	24,21
Februar	24,74	24,41	Februar	24,90	24,45
Q1/2019	24,62	24,28	Q1/2019	24,73	24,29
Q2/2019	22,52	22,51	Q2/2019	22,79	22,61
Q3/2019	22,15	22,23	Q3/2019	22,40	22,39
Sommer 2019	22,33	22,37	Sommer 2019	22,59	22,50
Winter 2019	23,79	23,81	Winter 2019	23,81	23,81
Sommer 2020	20,00	20,02	Sommer 2020	20,09	20,29
Jahr 2019	23,22	23,16	Jahr 2019	23,42	23,24
Jahr 2020	21,22	21,36	Jahr 2020	21,44	21,54
Jahr 2021	19,61	19,80	Jahr 2021	20,03	20,03

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von APX, EEX, EPEX SPOT und POWERNEXT sowie die Tätigkeit von Investments auf Grundlage der Daten von APX, EEX, EPEX SPOT und POWERNEXT ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von APX, EEX, EPEX SPOT, POWERNEXT 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 APX, EEX, EPEX SPOT und POWERNEXT.

Erneuerbare-Energien-Monitor

Prognostizierte Windleistung in Deutschland



Windleistungsvorhersage vom 20.12.2018 12.00 Uhr UTC; in MW

Tag/Uhrzeit	progn. Leistung
21.12.2018	
6	21167
9	23101
12	25200
15	27565
18	30911
21	32217
0	29709
22.12.2018	
3	26209
6	22387
9	20693
12	20256
15	18507
18	16954
21	17298
0	18605

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

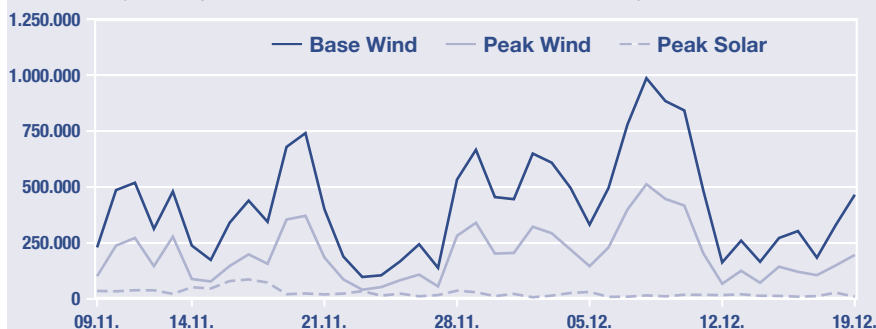
spotrenewables-Windstrom-Vorhersage

vom 20.12.2018 12:00 in MWh

Vorhersage für	21.12.2018		22.12.2018		Veränderung in %	
	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak
Gebiet						
Dänemark	41178	21353	10554	3382	-74,4	-84,2
Deutschland	581165	293168	538884	257271	-7,3	-12,2
- Regelzone TenneT	191505	89386	182979	87758	-4,5	-1,8
- Regelzone TransnetBW	33148	17387	32304	16315	-2,5	-6,2
- Regelzone Amprion	175491	94149	150789	76538	-14,1	-18,7
- Regelzone 50Hertz	181021	92246	172812	76659	-4,5	-16,9
Finnland	10263	5324	5850	2365	-43,0	-55,6
Frankreich	228369	117039	145629	66012	-36,2	-43,6
Italien	32502	14149	72523	38006	+123,1	+168,6
Niederlande	60697	30954	55814	29442	-8,0	-4,9
Norwegen	15966	7837	13822	6890	-13,4	-12,1
Schweden	46248	23196	16151	4720	-65,1	-79,7
Spanien	158664	76909	76843	23278	-51,6	-69,7
UK	126116	65586	184380	93967	+46,2	+43,3

Ist-Stromproduktion Erneuerbare (Deutschland)

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



Temperaturvorhersage

Deutschlandmittel, vom
20.12.2018 12:00 in C

Datum	Base-Mittel	Peak-Mittel	MIN	MAX
21.12.	7,0	7,8	5,1	8,7
22.12.	7,2	7,5	6,0	8,1
23.12.	6,1	6,4	5,5	7,1
24.12.	4,8	4,9	3,3	6,0
25.12.	3,6	4,0	3,0	4,9
26.12.	3,1	3,6	1,7	4,9
27.12.	2,5	3,1	1,4	4,2

spotrenewables-Solarstrom-Vorhersage

vom 20.12.2018 12:00 in MWh

Vorhersage für	21.12.2018		22.12.2018		Veränderung in %	
	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak
Gebiet						
Deutschland	4833	4833	9843	9843	+103,7	+103,7
- Regelzone TenneT	1715	1715	3431	3431	+100,1	+100,1
- Regelzone TransnetBW	615	615	1646	1646	+167,6	+167,6
- Regelzone Amprion	1021	1021	2553	2553	+150,0	+150,0
- Regelzone 50Hertz	1464	1464	2048	2048	+39,9	+39,9

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

EPEX Spot Auction (F)

für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.12.	20.12.	21.12.	20.12.
Stunden				
1	49,92	51,27	11274,9	10672,0
2	47,40	49,08	11643,6	11105,8
3	44,60	48,78	12217,2	11401,4
4	40,00	47,50	13059,3	12915,1
5	41,68	47,72	13962,5	13667,3
6	44,90	48,05	13090,6	12504,5
7	50,94	55,72	13585,6	12115,0
8	64,01	66,29	14727,9	12547,4
9	64,49	68,49	13929,3	12302,5
10	64,64	68,40	14520,6	13255,6
11	61,05	67,04	14996,3	13543,1
12	61,18	66,80	15211,7	14182,9
13	62,71	65,25	15428,5	14641,2
14	58,04	65,25	15224,0	14871,6
15	56,57	64,64	15223,9	14464,6
16	54,52	64,89	16129,8	14389,6
17	54,86	65,01	16402,4	13797,0
18	64,25	67,83	15019,5	12328,4
19	62,51	68,49	13331,1	12537,0
20	57,06	67,84	13138,3	13176,7
21	53,75	58,43	12557,7	13827,5
22	48,35	53,70	12085,4	13015,9
23	46,22	53,19	11672,7	12483,2
24	41,27	47,35	11596,4	12494,2
	Durchschnitts-	Gesamt-		
	preise	umsätze		
Base	53,96	59,46	330029	312240
Peak				
(09-20)	60,16	66,66	178555	163490
OffPeak1				
(01-08)	47,93	51,80	103562	96929
OffPeak2				
(21-24)	47,40	53,17	47912	51821

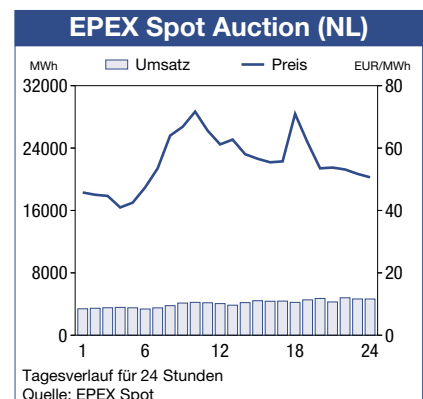
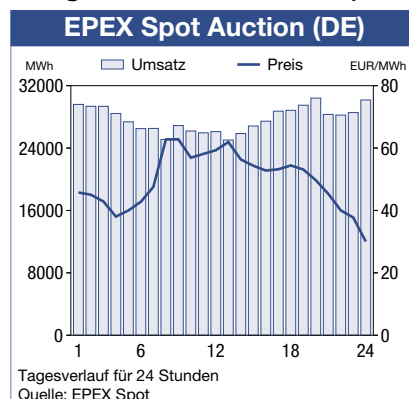
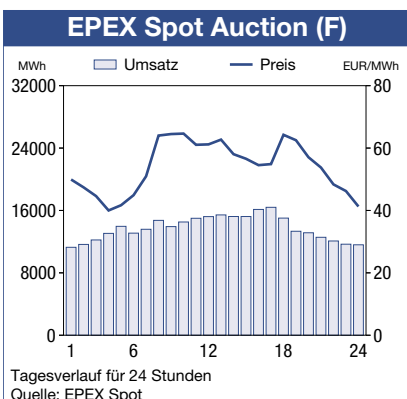
EPEX Spot Auction (DE)

für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.12.	20.12.	21.12.	20.12.
Stunden				
1	45,76	47,62	29597,2	25637,7
2	45,03	48,18	29352,0	24254,6
3	42,90	48,35	29350,4	24846,7
4	38,03	47,50	28435,9	24914,9
5	39,98	47,72	27367,7	23309,9
6	42,80	47,19	26493,1	25301,7
7	47,55	54,37	26518,6	24965,2
8	62,77	66,29	25098,7	25063,0
9	62,81	68,49	26884,9	25045,5
10	56,91	68,40	26190,5	25529,7
11	58,12	66,60	25958,2	26208,3
12	59,31	66,53	26108,0	25675,2
13	61,93	64,80	25029,1	25128,6
14	56,34	64,79	25861,3	24912,5
15	54,34	64,07	26826,2	24212,7
16	52,80	64,33	27447,7	24093,3
17	53,19	60,78	28727,9	25045,6
18	54,42	57,97	28840,5	25715,6
19	53,13	57,73	29491,9	26520,8
20	49,71	55,75	30409,1	25765,1
21	45,33	49,60	28311,3	26748,1
22	40,03	47,79	28232,2	27447,1
23	37,73	49,83	28545,9	28498,0
24	30,06	45,85	30167,5	28908,9
	Durchschnitts-	Gesamt-		
	preise	umsätze		
Base	49,62	56,69	665246	613749
Peak				
(09-20)	56,08	63,35	327775	303853
OffPeak1				
(01-08)	45,60	50,90	222214	198294
OffPeak2				
(21-24)	38,29	48,27	115257	111602

EPEX Spot Auction (NL)

für den	Preise (EUR/MWh)		Umsätze (MWh)	
	21.12.	20.12.	21.12.	20.12.
Stunden				
1	45,76	48,93	3392,9	3260,4
2	45,03	48,50	3455,5	3113,8
3	44,65	48,50	3523,2	3065,5
4	40,96	47,50	3572,1	3146,7
5	42,50	47,72	3517,8	3171,3
6	47,40	49,11	3362,6	3357,8
7	53,50	55,72	3509,5	3452,6
8	64,01	66,29	3789,2	3565,7
9	66,82	68,49	4123,1	4000,3
10	71,68	68,40	4213,7	4417,9
11	65,58	66,60	4163,0	4706,4
12	61,18	66,53	4056,2	4717,8
13	62,71	64,80	3853,1	4882,3
14	58,04	64,79	4181,0	4860,6
15	56,57	64,07	4424,0	4713,0
16	55,44	64,33	4356,1	4565,0
17	55,73	65,85	4377,3	4310,7
18	70,94	74,04	4213,9	4364,0
19	61,77	69,73	4536,1	4746,1
20	53,50	69,33	4713,2	5099,9
21	53,75	57,42	4268,9	4470,6
22	53,13	52,90	4802,6	4307,5
23	51,72	51,66	4650,0	4415,5
24	50,63	47,47	4644,6	4638,2
	Durchschnitts-	Gesamt-		
	preise	umsätze		
Base	55,54	59,53	97700	99350
Peak				
(09-20)	61,66	67,25	51211	55384
OffPeak				
(01-08 u. 21-24)	49,42	51,81	46489	43966

Tagesverlauf EPEX Spot



CO₂-Preisüberblick

EUA-Terminmarkt 20.12. 19.12.

ICE

Schlusskurse in EUR/t

Januar 2019	24,17	24,32
Umsatz	2	-
Februar 2019	24,20	24,35
Umsatz	-	-
März 2019	24,23	24,38
Umsatz	537	207
Juni 2019	24,31	24,46
Umsatz	-	-
September 2019	24,39	24,54
Umsatz	-	-
Dezember 2019	24,47	24,62
Umsatz	14771	11026
Dezember 2020	25,07	25,19
Umsatz	2564	765

EEX European Carbon Futures

Dezember 2019	24,47	24,62
Umsatz	263000	1472000
Dezember 2020	25,05	25,20
Umsatz	31000	520000

EUA-Spotmarkt 20.12. 19.12.

Preise in EUR/t (3. Handelsperiode)

ICE (Daily Future)	24,13	24,28
Umsatz	2696	2763
EEX	24,16	24,32
Umsatz	39000	81000
EEX ECarbix	23,89	24,56
Umsatz	39000	81000

EUA-Terminmarkt 20.12. 19.12.

EEX European Aviation Allowances

Dezember 2019	24,32	24,47
Dezember 2020	24,91	25,06

CER-Terminmarkt 20.12. 19.12.

ICE

Januar 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
Februar 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
März 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
Juni 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
September 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
Dezember 2019	0,25	0,25
Umsatz	-	-
März 2020	0,25	0,25
Umsatz	-	-
Juni 2020	0,25	0,25
Umsatz	-	-
Dezember 2020	0,25	0,25
Umsatz	-	-

EEX

Dezember 2019	0,26	0,26
Umsatz	-	-
Dezember 2020	0,26	0,26
Umsatz	-	-

CER-Spotmarkt 20.12. 19.12.

EEX

Grün	0,26	0,26
------	------	------

ICE EUA-Future Dez. 2019

20.Dezember: 24,47 EUR/t



Quelle: ICE

ICE CER-Future Dez. 2019

20.Dezember: 0,25 EUR/t



Quelle: ICE

Spread EUA/CER Dez. 2019

20.Dezember: 24,22 EUR/t

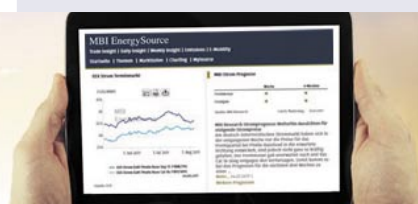


Quelle: ICE

MBI EnergySource

Die Online-Plattform
für den Energiemarkt

> kostenfreier Testzugang



STAHL TAG 2019

24. - 25. September 2019 | Frankfurt a.M.

Die Konferenz für den Stahl-Einkauf

Frühbucher
Rabatt
bis
31.01.19

Teilnehmerstimmen zum Stahl Tag 2018:

„Sehr gute Referenten
mit aktuellen und praxisbezogenen Themen.
Perfekte Organisation und kompetenter Teilnehmerkreis.“

„Die Teilnahme bringt immer das aktuellste Update.
Die Diskussionen mit den Referenten sind hochklassig.“

„Wie immer eine qualitativ hochwertige und
gut durchorganisierte Veranstaltung.“

