

Q1-2016

KRAFTWERKE INVEST



THEMENSCHWERPUNKTE

**AKTUELLE
KRAFTWERKS-
PROJEKTE**

**CHARTANALYSE
ENERGIEMARKT**

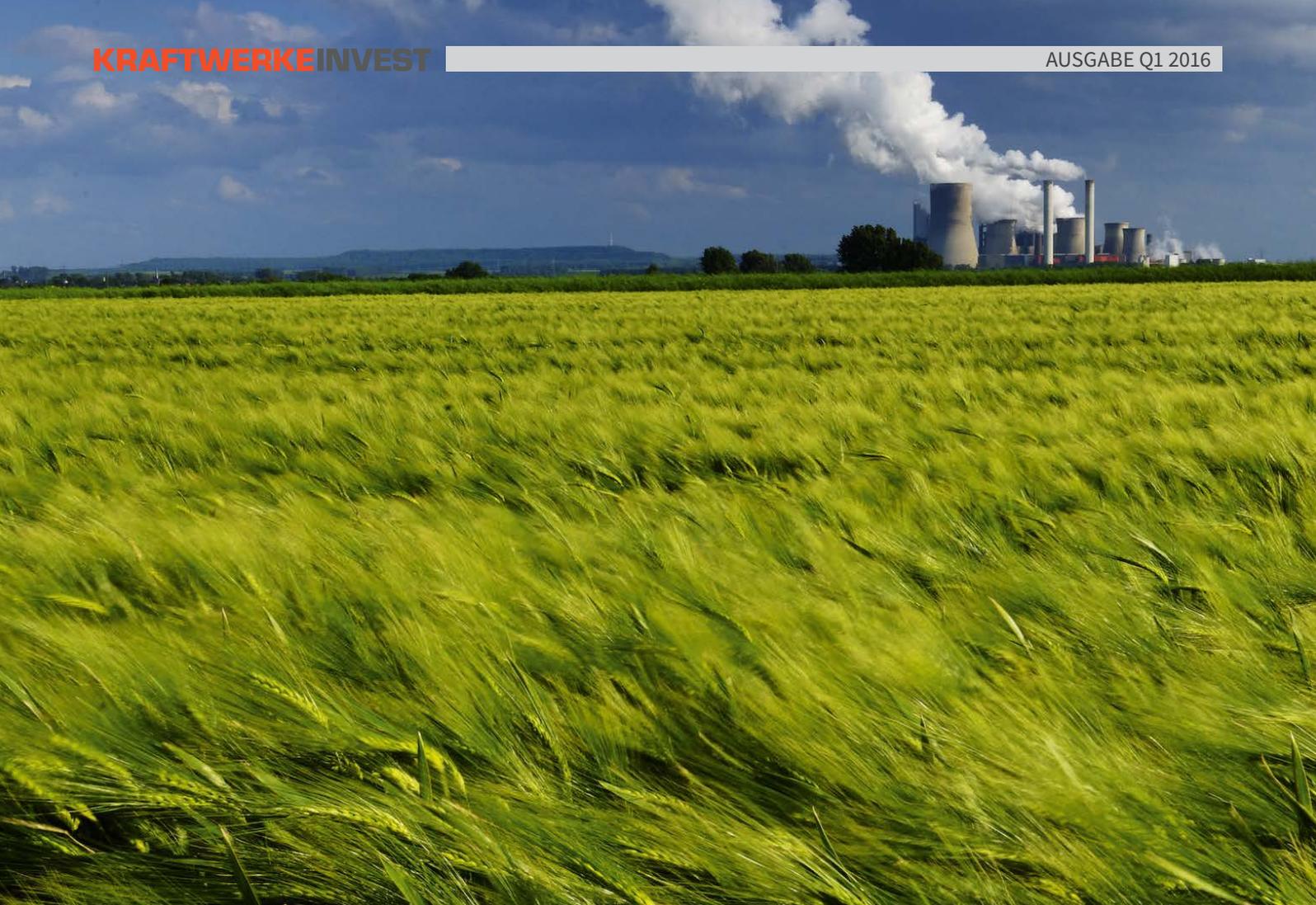
**KRAFTWERKS-
MARKT**

**AKTUELLE
ÜBERSICHTEN
UND KARTEN**

INHALTSÜBERSICHT

- Aktuelle Kraftwerksprojekte
- Spezial: EnergyCharts-Analyse
- Versorgungssicherheit
- KWKG-Novelle
- Märkte und Politik
- Projektübersicht
- Kraftwerkskarte
- Studien/ Statistiken/ Empfehlungen





Ruinöse Preisentwicklung

Von Niels Schulz, Herausgeber von KRAFTWERKE INVEST, ENERLYTICS, Köln.



Liebe Leserinnen und Leser,

jeder, der die Energiemärkte verfolgt, stellt sich zunehmend die Frage, wann dieses Elend endlich ein Ende findet.

Seit Monaten geht es nur in eine Richtung und man fragt sich angesichts der Notierungen von 30 US\$ für Öl (Brent), 40 US\$ für Kohle (API2), 14 Euro für Gas (TTF Cal 2017) und 21 Euro für Strom (DE Base Cal 2017), ob dieses Niveau „fundamental“ noch in irgendeiner Form gerechtfertigt ist.

Der „gesunde Menschenverstand“ sagt ganz klar nein. Andererseits sehen wir auf sämtlichen Märkten ein massives Überangebot, so dass viele Analysten gar keinen Grund zur Wende sehen.

Die Strompreise bewegen sich zur Zeit auf einem Niveau, bei dem sogar Braunkohlekraftwerke keine Gewinne mehr erwirtschaften, aber so lange der Clean Dark Spread noch über null ist, gibt es offensichtlich noch Verkäufer. Und wer weiß - vielleicht gibt es ja sogar Verkäufer, wenn der CDS ins Negative rutscht!?

Die aktuelle Preisentwicklung stellt fast alle bisherigen Analysen und Prognosen zu Energiepreisentwicklungen in Frage und erfordert ein radikales Umdenken.

Wir haben unseren Kooperationspartner EnergyCharts daher gebeten, für uns eine fundierte technische Analyse zum Euro/Dollar und den wichtigsten Commodities zu erstellen und einen kleinen Ausblick auf die mögliche zukünftige Entwicklung zu wagen. Das Spezial ist absolut lesenswert, das Ergebnis wird Sie aber vermutlich enttäuschen.

Aktuelle Projektentwicklungen



Inbetriebnahmen

DÜSSELDORF - FORTUNA IN BETRIEB

2016-01-28 | Die Stadtwerke Düsseldorf haben nach rund zweieinhalbjähriger Bauzeit den 500 Mio. Euro teuren Block „Fortuna“ mit einer elektrischen Leistung von 595 MW im Düsseldorfer Hafen planmäßig in den kommerziellen Betrieb genommen. Das norwegische Unternehmen Statoil stellt die Versorgung des Kraftwerks mit Erdgas sicher. Dazu haben beide Unternehmen eine 15-jährige Partnerschaft vereinbart. Das Unternehmen kalkuliert dabei mit 5.000 Betriebsstunden.

Parallel zum Bau des neuen Kraftwerks haben die Stadtwerke Düsseldorf die Fernwärmeversorgung in der Stadt ausgebaut und werden dies in den nächsten Jahren weiter forcieren. Außerdem soll bis zur Jahreswende 2016/2017 noch ein großer Heißwasser-Fernwärmespeicher in Betrieb gehen, der die Flexibilität der Anlage weiter erhöht.

Mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 61 Prozent bei der reinen Stromerzeugung ist es laut Betreiber das derzeit effizienteste Gaskraftwerk der Welt. Durch die gleichzeitige Erzeugung von Fernwärme nach dem Verfahren der Kraft-Wärme-Kopplung wird die Brenn-

stoffausnutzung auf bis zu 85 Prozent erhöht. Diese Bilanz führt dazu, dass die aus dem neuen Block ausgekoppelte Fernwärme den Primärenergiefaktor „Null“ hat und bezüglich der CO₂-Emissionen daher gesetzlich den Erneuerbaren Energien gleichgestellt ist.

KIEL - ELEKTRODENKESSEL IN BETRIEB GENOMMEN

2015-12-16 | Auf dem Baustellengelände für das geplante GHKW haben die Stadtwerke Kiel einen regelenergiefähigen Elektrodenkessel in Betrieb genommen, der die Erzeugungsmöglichkeiten für die Fernwärme erweitern soll. Die Power-to-Heat-Anlage steht neben einem 60 Meter hohen und 42.000 Kubikmeter Wasser fassenden Wärmespeicher, der zur Zeit gebaut wird und im Herbst 2016 in Betrieb gehen soll.

Die Leistung beträgt 30 MW und soll mit der Inbetriebnahme des GHKWs auf 35 MW steigen. Mit einer Bauentscheidung für das geplante Gasmotorenkraftwerk rechnet das Unternehmen im Frühjahr 2016.

MOORBURG - KRAFTWERK OFFIZIELL INGEWEIHT

2015-11-29 | Vattenfall hat das Kraftwerk Moorburg offiziell eingeweiht. Block B war bereits am 28. Februar 2015 in den kommerziellen Betrieb gegangen, Block A folgte am 31. August 2015. Beide Kraftwerksblöcke haben jeweils eine elektrische Leistung von 827 MW und können zusammen rund 11 TWh Strom pro Jahr erzeugen.

Im Vergleich zu älteren Steinkohlekraftwerken spart das Kraftwerk laut Betreiber bei Volllast rund 2,3 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr, erzeugt also etwa ein Viertel weniger CO₂-Emissionen als ältere Anlagen. Es bietet zudem die Möglichkeit einer flexiblen Steigerung und Absenkung der Erzeugung. Die Leistung des Kraftwerks kann innerhalb von 15 Minuten um bis zu 600 MW hoch- oder runtergefahren werden. Das entspricht der Leistung von etwa 200 Windkraftanlagen.

Momentan werden die Arbeiten zur weiteren Flexibilisierung des Kraftwerks fortgesetzt, damit die Anlage noch besser auf die schwankende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien reagieren kann.

Projekte in Bau

DATTELN 4 - UNIPER UNTER DRUCK

2016-02-05 | Nachdem Ende 2015 bekannt wurde, dass die Deutsche Bahn als Großabnehmer (413 MW) damit droht, den langfristigen Liefervertrag zu kündigen und möglicherweise auch bereits mit Wettbewerber Steag in Verhandlung steht, hat sich Uniper entschlossen, die vorzeitige Fortsetzung des Baus für Mitte Februar zu beantragen, obwohl weiterhin ein Genehmigungsverfahren läuft und der Bau zunächst gerichtlich gestoppt wurde.

Der Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland kritisierte die Vorgehensweise und sprach davon, dass Uniper mit diesem Schritt die zuständige Bezirksregierung Münster unter Druck setzt.

GK BREMEN WILL IN DIE RESERVE

2016-01-06 | Der Start des 445 MW Gemeinschaftskraftwerks Bremen verzögert sich laut Informationen der EEX bis zum dritten Quartal 2016. Grund für die fast dreijährige Verzögerung sind Probleme mit dem Abhitzeessel, so ein Sprecher des Bremer Versorgers SWB.

Wirtschaftlichen Schaden entstehe dem Unternehmen nicht. Für die Zusatzkosten sei allein der Hersteller GE in der Verantwortung, so der Sprecher weiter.

Das Gemeinschaftskraftwerk soll bis ins Jahr 2038 circa 200 MW Strom für die

Deutsche Bahn liefern. Die andere Hälfte der Erzeugungsleistung kann aufgrund niedriger Strompreise jedoch nicht rentabel erzeugt werden. Die Betreiber haben daher angekündigt, sobald das Kraftwerk abgenommen und betriebsbereit ist, einen Antrag zur Stilllegung nicht benötigter Kapazitäten bei der Bundesnetzagentur stellen zu wollen.

Sollte die Behörde das Kraftwerk als systemrelevant einstufen, würde sie die Stilllegung ablehnen und das Kraftwerk stattdessen als Reserve gegen Entschädigung unter Vertrag nehmen.

Sollte der Bremer Vorstoß gelingen, wäre es das erste Kraftwerk in Norddeutschland, das den Status der Systemrelevanz erhält. Alle zur Zeit systemrelevanten Kraftwerke stehen im süddeutschen Raum

Projekte in Planung

GEMEINDERAT HAIMING MACHT BAUFELD FREI

2016-01-26 | Erneut hat die OMV Kraftwerk Haiming einen Antrag gestellt, das Baufeld freizumachen, um ein Gaskraftwerk zu errichten - und zwar um weitere zwei Jahre.

Zuletzt wurde die Genehmigung, die immer zwei Jahre gültig ist, im Jahr 2014 erteilt. Bei dem Beschluss im Gemeinderat ging es nicht um die Frist zum Bau des Kraftwerks. Diese ist bereits einmal verlängert worden und läuft bis 2019.

„Die OMV soll sich endlich entscheiden“, sagte Gemeinderätin Evelyn Sommer. Sie war nicht damit einverstanden, der OMV Fristen zu verlängern, wenn sich sonst nichts im Kraftwerksbau tut: „Ich sehe nicht, warum wir auf das Kraftwerk warten sollten.“

Bürgermeister Wolfgang Beier erklärte dazu, dass die OMV auf die passenden Rahmenbedingungen warte. So sei zwar die Anschlussleitung von der Regierung genehmigt, doch in Kirchdorf werde nach wie vor dagegen geklagt - dieses Verfahren werde die OMV natürlich abwarten. Zudem führte Beier an, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt aufgrund der Marktsituation kein Gaskraftwerk gebaut werde, da es nicht rentabel ist. Schließlich stimmte der Gemeinderat bei vier Gegenstimmen der Verlängerung der Genehmigung zu.

WEDEL: ERSATZ WEITER UNGEWISS

2016-01-13 | Nachdem Vattenfall Mitte Dezember bekannt gab, dass das 50 Jahre alte Steinkohlekraftwerk Wedel länger als bislang geplant betrieben wird, um die Wärmeversorgung für 120.000 Wohnungen in Hamburg sicherzustellen und weil sich die Entscheidung zum Neubau eines GuDs immer wieder verzögerte, möchte die Umweltbehörde nun erst einmal weitere Gutachten in Auftrag geben.

„Ich würde mir auch wünschen, dass man das schneller hinbekommt. Aber es gibt auch genug Vorläufer von Inves-

105 TWEETS // 193 FOLLOWER

 @KW_Invest

tionsentscheidungen, die dann falsch getroffen wurden, sodass man dann nachher Kraftwerke stehen hat, die dann einfach stillstehen, weil sie sich nicht rechnen“, sagte Umweltstaatsrat Michael Pollmann. Er hoffe, dass noch in diesem Jahr feststehe, wie das alte Kohlekraftwerk in Wedel ersetzt werden kann, sagte er NDR 90,3.

MARZAHN - VATTENFALL UND SIEMENS UNTERZEICHNEN VERTRAG

2015-12-15 | Die Vorbereitungen für den geplanten Neubau einer KWK-Anlage in Berlin-Marzahn laufen laut Vattenfall auf Hochtouren. Nun wurde bekanntgegeben, dass Siemens als Generalunternehmer für die Errichtung und den Vertrag über Serviceleistungen während des Betriebs ausgewählt wurde. Mit einer Kapazität von rund 230 MWth und 260 MWe soll die GuD-Anlage ab 2020 in Kraft-Wärme-Kopplung gleichzeitig Strom und Fernwärme für Berlin erzeugen.

Vattenfalls Pläne sind Teil der im Herbst 2009 zwischen Vattenfall und dem Berliner Senat unterzeichneten Klimaschutzvereinbarung. Darin hat sich Vattenfall dazu verpflichtet, seine CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 1990 zu halbieren.

Die Konkretisierung der technischen Ausgestaltung der geplanten KWK-Anlage bedarf nun noch einer Änderungs-genehmigung beim Berliner Landesamt für Arbeitsschutz, Gesundheitsschutz und technische Sicherheit (LAGetSi). Sie entspricht dem üblichen Prozedere und wird mehrere Monate in Anspruch nehmen. Die Erteilung der Genehmigung ist Voraussetzung für eine finale Investitionsentscheidung Vattenfalls für das Vorhaben im Ostteil Berlins.

STADTWERKE NEUMÜNSTER ERRICHTEN POWER-TO-HEAT-ANLAGE

2015-12-09 | Die Stadtwerke Neumünster planen gemeinsam mit der Enerstorage GmbH eine Power-to-Heat-Anlage. Mit einer Leistung von 20 MW und einer Verfügbarkeit innerhalb von wenigen Minuten soll die Anlage überschüssigen Strom aus der Mittelspannung entnehmen und auch am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden. Die Arbeiten auf dem Gelände der SWN sollen kurzfristig beginnen und Mitte 2016 abgeschlossen sein. Die erforderlichen Genehmigungen liegen bereits vor.

ULM - BEBAUUNGSPLAN IN KRAFT GETRETEN

2015-12-04 | Das Landratsamt Günzburg hat mitgeteilt, dass der Bebauungsplan für ein gasbetriebenes 1.200 MW Reservekraftwerk in Kraft getreten ist. Im ersten Schritt planen die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm ein Gaskraftwerk, später kann eine Dampfturbine dazukommen.

Der Kraftwerksstandort umfasst 18,5 Hektar und befindet sich auf den Gemarkungen von Bubesheim und Leipheim. Der Zweckverband für die Entwicklung des Fliegerhorstes und die SWU Energie GmbH haben 2011 neben einem städtebaulichen Vertrag auch einen Optionsvertrag zum Kauf des Grundstückes geschlossen. Der Zweckverband hatte 2012 den Aufstellungsbeschluss für das Bebauungsplanverfahren gefasst, der Satzungsbeschluss erfolgte im Juni.

Eine Entscheidung für die Investition werden die Stadtwerke erst treffen, wenn sich die Rahmenbedingungen für die konventionelle Stromerzeugung bessern, sagte Unternehmenssprecher Bernd Jünke. Derzeit würden Gaskraftwerke jedoch überall rote Zahlen schreiben, besonders Neubauten. Komme es zur diskutierten Reform des Erzeugungsmarktes, könnten die SWU ihre weit gediehenen Pläne zeitnah umsetzen.

Aufgegebene Projekte

GEKKO - STADTWERKE STEIGEN AUS, BLOCK D WIRD AUFGEBOGEN

2015-12-18 | Nach einer einstimmigen Entscheidung von 23 Stadtwerken, die sich 2008 mit RWE zur Arbeitsgemeinschaft Gemeinschaftskraftwerk Steinkohle zusammengeschlossen hatten, zum Komplettausstieg zum 31.12.2015 wurde der Streit um das Kraftwerk beendet. RWE betreibt als verbleibender Gesellschafter den im Betrieb befindlichen Block E weiter.

Die beteiligten Stadtwerke erhalten zwar noch Zahlungen von RWE für ihre Anteile, müssen aber gleichzeitig Verluste in Millionenhöhe in Kauf nehmen. Allein der größte Anteilseigner DEW 21 mit seiner 5,25 Prozent Beteiligung rechnet mit Verlusten in Höhe von circa 30 Mio. Euro.

Block D wird nicht fertig gestellt, sondern stillgelegt. Grund für diese Entscheidung ist, dass die Fertigstellung der Anlage ökonomisch nicht zu vertreten ist. Bei der Errichtung des Dampferzeugers war es aufgrund technischer Probleme zu gravierenden Schäden und Verzögerungen gekommen, die Investitionskosten-erhöhungen zur Folge hatten. Dadurch hatte sich die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksblocks deutlich verschlechtert. Gleichzeitig haben sich die Strom-Großhandelspreise in einem geänderten energiepolitischen Umfeld mehr als halbiert. Eine Reparatur der Anlage ist umfassend geprüft worden. Sie wäre nur unter Inkaufnahme erheblicher weiterer Verzögerungen und technischer Unwägbarkeiten möglich gewesen.

Zur Übernahme der Kosten, die durch die gravierenden, von RWE nicht zu vertretenden Sach- und Verzögerungsschäden entstanden sind, laufen derzeit Gespräche mit der Versicherung. Ansprüche auf Ersatz eines Teils des verzögerungsbedingten Schadens richten sich gegen den Hersteller des Dampferzeugers, die Firma Alstom. Konkrete Angaben zum Umfang des wirtschaftlichen Schadens konnte RWE noch nicht machen.

Commodity-Märkte weiterhin im langfristigen Abwärtstrend gefangen - wird der Euro ein Gegenspieler?



EnergyCharts-Analyse mit Stand: 06.02.2016, Autor: Stefan Küster

EURO-DOLLAR-KURS

Nach dem katastrophalen Start ins neue Börsenjahr stellt sich an den weltweiten Märkten die Frage, ob wir in 2016 in eine China bedingte Weltwirtschaftskrise geraten oder ob wir dank neuer Liquiditätsspritzen seitens der Zentralbanken wieder einmal die geldpolitische Kurve kriegen können. Draghi hat auf seiner Pressekonferenz Ende Januar zumindest Hoffnungen auf weitere Lockerungsmaßnahmen gemacht.

Interessanterweise hat davon der Dollar im Vergleich zum Euro nicht nachhaltig profitiert. Ganz im Gegenteil, denn am 03.02.2016 durchbrach der Euro sogar den langfristigen Abwärtstrend dynamisch nach oben und konnte im gleichen Atemzug die 200-Tagelinie aus dem Spiel nehmen.



Dieser Abwärtstrend war seit Mai 2014 gültig und hat in der Vergangenheit schon mehrfach seine Funktionalität unter Beweis gestellt. Damit scheint sich die Mehrzahl der Marktteilnehmer zu irren, die für den Euro schon seit Monaten die Parität prognostizieren.

Der Bruch dieses Abwärtstrends muss charttechnisch als Kaufsignal interpretiert werden. Der Euro konnte sich in diesem Zusammenhang auch über der Marke von 1,1015 USD/EUR behaupten und hat nun Potential, noch weiter zu steigen.

Die nächste Hürde für die Bullen stellt die untere Begrenzung des im März begonnenen Aufwärtstrendkanals dar, aktuell bei 1,1217 verlaufend. Gelingt ein Wiedereintritt in diesen Trendkanal, wäre dies ein weiteres bullisches Signal für die europäische Gemeinschaftswährung.

Als nächste Anlaufmarke wären dann der Bereich um die Hochs aus Mai/September und Oktober 2015 bei ca. 1,146 USD/EUR zu nennen. Im Anschluss wartet das Jahreshoch aus August 2015 bei 1,1711 USD/EUR und darüber hinaus die obere Begrenzung des Aufwärtstrendkanals.

Rückenwind für weitere Preissteigerungen erhält der Euro vom trendfolgenden MACD, der seit seinem Tief eine positive Divergenz ausbildet und nun die Nulllinie mit einem Kaufsignal durchkreuzt hat.

Um diese positive Ausgangslage nicht zu gefährden, sollten die Bullen einen Rückfall unter den langfristigen Abwärtstrend, aktuell bei 1,095 verlaufend, in jedem Fall vermeiden. Denn dann müsste der Ausbruch nach oben als Bullenfalle interpretiert werden, woraufhin meist starke Verkaufsimpulse folgen.

Ein Bruch des in grün dargestellten Aufwärtstrends seit Dezember 2015 sowie der markanten Unterstützung bei 1,081 USD/EUR wären die Folge. Das Tief bei 1,0456 USD/EUR dürfte im Zuge dieser negativen Marktreaktion angelaufen werden können.

BRENT - FRONTMONATSKONTRAKT

Ein bullischer Euro im Vergleich zum Dollar stellt die bearishen Perspektiven für die Rohstoffmärkte auf eine neue Probe. Brent hat sich seit seinem zyklischen Tief vom 20.01.2016 bei 27,10 USD/bbl merklich erholen können.



Auf EnergyCharts.de machten wir in unserer Analyse vom 24.01. Brent und Strom Frontjahr Base setzen zum Rebound an! frühzeitig auf die bevorstehende Gegenbewegung aufmerksam. Diese reichte bis an die 36 USD/bbl-Marke.

Zurzeit findet eine Konsolidierung dieses Aufwärtssimpulses statt. Gelingt den Bullen ein Tagesschlusskurs über der 36 USD/bbl-Marke, wäre dies ein weiteres Kaufsignal in Richtung 39 USD/bbl. Schaffen es die Bullen, auch diesen Bereich herauszunehmen, wäre eine untere Umkehr vervollständigt, die Kaufimpulse bis zum langfristigen Abwärtstrend - aktuell bei ca. 46 USD/bbl verlaufend - freisetzen dürfte.

Dieser langfristige Abwärtstrend würde bei Unterschreiten der Marke von 27,10 USD/bbl fortgesetzt. Die Ölbullen sollten folglich ein Abtauchen der Notierungen in diese Region tunlichst vermeiden.



Am Brent Stundenchart wird zudem deutlich, dass sich die aktuell bullische Ausgangslage bereits beim Unterschreiten der Marke von ca. 32,5 USD/bbl eintrüben dürfte. Der kurzfristige Aufwärtstrend stünde damit zur Disposition.

Ein Bruch der wichtigen Unterstützung bei ca. 30-29 USD/bbl

würde das Allzeittief wieder wahrscheinlich werden lassen. Die Chancen für eine Fortsetzung des langfristigen Abwärtstrends erhöhen sich damit merklich.

KOHLE FRONTJAHR



In Chart ist der langfristige Wochenchart des API#2 Frontjahres dargestellt. Der Kohlefuture befindet sich in einer abwärtsgerichteten Welle C eines übergeordneten ABC-Musters und hätte bei weiteren negativen Impulsen aus den übrigen Commodity-Märkten Potential bis in den Bereich 31,5 USD/t zu fallen. Unter charttechnischen Gesichtspunkten besteht zumindest eine hohe Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Ursprung der Rallye aus dem Jahre 2002, in welcher der Kohlekontrakt bis auf 218 USD/t im Jahr 2008 gestiegen ist, angelaufen wird.

Die derzeitigen Kurskapriolen bei Brent haben einen weiteren Rückgang der Notierungen bisher verhindern können. In Kombination mit einem stärkeren Euro im Vergleich zum Dollar dürfte sich die mittlerweile schon gewohnte Abwärtsdynamik abschwächen.



Der Blick auf eine untergeordnete Zeitebene, auf den API#2 Frontjahr Tageschart 5, lässt für die weiteren Perspektiven im Kohlemarkt folgenden Schluss zu: Gelingt ein Tageschlusskurs unter dem bisherigen Tief bei 37,2 USD/t, könnte als nächstes die aufgeführte Trendkanal-Parallele bei 33,65 USD/t angelaufen werden. Auf der Oberseite sollten die Kohlebaren einen Schlusskurs oberhalb von 40,35 USD/t vermeiden. Die Marke von 43,5 USD/t dürfte dann als nächstes Kursziel für Kohlehandler fungieren.

GAS FRONTJAHR



Im Wochenchart zum TTF Gas Frontjahr ist erkennbar, dass mit dem Unterschreiten der Marke von 14,70 €/MWh eine wichtige Supportzone gerissen wurde. Ein Blick zurück in die Jahre 2009/2010 zeigt die Relevanz dieser Marke. In diesem Zeitraum wurde eine untere Umkehr in Form einer multiplen inversen Schulter-Kopf-Schulter Formation ausgebildet.

Das Gasfrontjahr hat mittlerweile die linke und rechte Schulter dieser Formation nach unten hin durchbrochen, was charttechnisch als Schwachesignal zu werten ist. An der 50% Fibonacci Projektion bei 13,08 €/MWh machte der Gasfuture zunächst Halt. Hervorzuheben an dieser Stelle ist die derzeit hohe Korrelation zum Ölmarkt. Für eine Fortsetzung des Abwärtstrends ist ein Schlusskurs unterhalb von 13,05 €/MWh erforderlich. Gelingt den Gasbären dieses Unterfangen, dürfte der Weg bis zum Tief vom 06.12.2009 bei 11,65 €/MWh freigelegt worden sein.

Auf der Oberseite dürfte ein Überschreiten der Marke von 14,7 €/MWh erste Käufer in den Markt holen. Aus dem Tageschart wird deutlich, dass die exponentielle 50-Tage-Glättungslinie seit Juli letzten Jahres entschiedenen Widerstand leistete. Regelmäßig prallte der Kontrakt an diesem Durchschnitt ab und legte wieder den Rückwärtsgang ein. Da die untere Kanalbegrenzung des seit Juli letzten Jahres gültigen Abwärtstrends und die 50-Tage-Linie derzeit einen Kumulationswiderstand bilden, dürfte die Herausnahme dieser Zone als Kaufsignal interpretiert werden. Shortpositionen könnten daher als Trailing Stop in diesem Bereich abgesichert werden.

STROM FRONTJAHR BASE



Das Strom Frontjahr Base hat am 05.02. seine 2-wöchige Konsolidierungsphase innerhalb des langfristigen Abwärtstrends beendet und durchbruch zum Ende der KW 5 2016 das bisherige Allzeittief bei 22,65 €/MWh.

Da wir uns nun im „uncharted territory“ befinden, in welchem wir keine Unterstützungen aus der Vergangenheit mehr vorfinden, lohnt der Blick auf die übergeordnete Zeitebene. Im Monatschart wollen wir nun eine Fibonacci-Projektions-Analyse auf den rollierenden Base Frontjahreskontrakt durchführen.

Der Stromfuture befindet sich innerhalb einer extensierenden Welle C eines ABC-Musters. Die aktuell laufende Welle C zeigt kein Anzeichen von Schwäche und fällt im Januar unter die 76,4% Fibonacci-Projektion bei 23,97 €/MWh. Im charttechnischen Jahresausblick 2016 für das Strom Frontjahr Base lag hier unser erstes Kursziel. Dieses wurde mittlerweile abgearbeitet, was uns zur nächsten Fibonacci Projektion bei 85,4% mit 19,63 €/MWh führt. Die Strombären haben nun die Chance, den Markt bis auf dieses Level zu drücken.



Das Stopmanagement sollte dabei natürlich nicht vernachlässigt werden. Dazu kommen wir zurück auf den eingangs bereits erwähnten Strom Stundenchart. Wir haben Ihnen hier in blau eine entscheidende Widerstandsmarke hervorgehoben, deren Oberkante sich bei 24,1 €/MWh befindet. Hier befindet sich der Deckel der skizzierten Konsolidierungsphase.

Steigt das Strom Frontjahr Base über diese Marke, ist ein weiterer Preisanstieg bis auf zunächst ca. 24,75 €/MWh und im Anschluss 25,7 €/MWh anzunehmen. Shortpositionen könnten also sinnvollerweise auf diesem Level abgesichert werden, wodurch sich ein lukratives Chance-Risiko-Profil ca. 2 zu 1 ergibt.

FAZIT

Der Energiemarkt befindet sich übergeordnet weiterhin in einem langfristigen Abwärtstrend, der trotz der aktuellen bullischen Kursavancen bei Brent und dem Euro-Dollar-Kurs ungebrochen ist. Unter charttechnischen Gesichtspunkten ist daher mittelfristig davon auszugehen, dass die Preise auch in Zukunft weiter fallen dürften. Die aus der Vergangenheit bekannte hohe Negativdynamik von Strom, Gas und Kohle könnte perspektivisch jedoch ins Stocken geraten, da in Dollar gehandelte Rohstoffe, wie Brent und Kohle, bullischen Rückenwind von Seiten eines schwächeren Dollars bekommen könnten. Ob der Währungseffekt allerdings ausreicht, die Commodities von ihrem langfristigen Leiden zu erlösen, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht zu beantworten. Shortpositionen sollten daher stets abgesichert werden.

Die Charts wurden erstellt mit Tradesignal.
Datastream: Thomson Reuters Eikon.

ÜBER STEFAN KÜSTER



Nach dem Studium der Volkswirtschaftslehre an der Universität Münster mit Abschluss Dipl.-Volkswirt und den Schwerpunkten Energiewirtschaft und Umweltökonomie begann er seinen beruflichen Werdegang bei der Alpiq Energie Deutschland AG in Düsseldorf als Portfolio Analyst.

Im Anschluss an seine Analystentätigkeit für die Strom-, Gas-, Kohle-, Öl- und CO₂-Märkte betreute er als Portfolio Manager Stadtwerke sowie energieintensive DAX-notierte Großverbraucher hinsichtlich ihrer Beschaffungsstrategien für das Energieportfolio.

Im Anschluss an diese Tätigkeit wurde er Energiehändler mit Börsenzulassung für die Spot- und Terminmärkte an der European Energy Exchange. Er arbeitet bei einem größeren Stadtwerk mit eigenem Tradingfloor in Nordrhein-Westfalen.

Als Certified Financial Technician (CFTe) und Mitglied in der VTAD (Vereinigung Technischer Analysten Deutschlands e.V.) betreibt er die Technische Analyseplattform www.EnergyCharts.de für den Energiemarkt in Deutschland. Auf seiner Webseite analysiert er primär die Commodities Strom, Gas, Kohle, CO₂ sowie Brent und Devisen.

NUTZUNGSBEDINGUNGEN / DISCLAIMER

Die Internetseite www.EnergyCharts.de ist eine **Informationsplattform** für institutionelle Marktteilnehmer auf dem Energiemarkt. Durch die bloße Nutzung der Webseite oder des MarketLetters kommt keinerlei Vertragsverhältnis zwischen Nutzer und Anbieter zustande. Die Analysen von EnergyCharts sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere **keine Anlageberatung**, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von EnergyCharts.de veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung.

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für Schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Empfehlungen auch bewahrheiten. Die Informationen und Empfehlungen auf dieser Website sowie im Newsletter wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch.

Schutzrechte

Eine vollständige oder teilweise Reproduktion, Übertragung (auf elektronischem oder anderem Wege), Änderung, Nutzung der Analysen oder ein Verweis darauf für allgemeine oder kommerzielle Zwecke ist ohne unsere vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Die genannten und ggf. durch Dritte geschützten Marken- und Warenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des jeweils gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweiligen eingetragenen Berechtigten. Allein aufgrund der bloßen Nennung ist nicht der Schluss zu ziehen, dass Markenzeichen nicht durch Rechte Dritter geschützt sind.

Hinweis nach § 34b WpHG

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 34c WpHG bei der BaFin angezeigt.

Stefan Küster möchte darauf hinweisen, dass er als Energiehändler beruflich in den besprochenen Basiswerten zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Analysen investiert sein könnte (Offenlegung gemäß §34b WpHG wegen möglicher Interessenkonflikte).

Bitte beachten Sie auch unseren ausführlichen Disclaimer auf www.energycharts.de.
Gezeichnet: EnergyCharts GbR - Stefan Küster und Dennis Warschewitz

PROFESSIONELLE ANALYSEN FÜR DEN ENERGIEMARKT

WWW.ENERGYCHARTS.DE



Versorgungssicherheit

DUISBURG LEGT KHKW HOCHFELD STILL

2016-02-25 | Im Rahmen des Sanierungsprogramms "RePower" hat der Duisburger Versorgungskonzern DVV bekanntgegeben, dass bis zum Jahr 2018 rund 320 Stellen möglichst sozialverträglich abgebaut werden sollen. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass das alte, wartungsintensive Kohleheizkraftwerk in Hochfeld bis Ende 2017 stillgelegt wird. Das moderne und vor allem technisch flexiblere Gaskraftwerk in Wanheim hingegen soll am Netz bleiben. Um die 50.000 Fernwärmekunden der Stadtwerke weiterhin zu versorgen, muss zunächst jedoch eine Verbindungsleitung an die Fernwärmeschiene Niederrhein gebaut werden. Außerdem gibt es Überlegungen, einen Fernwärmespeicher in Hochfeld zu bauen.

BDEW FORDERT BESSERE UNTERSTÜTZUNG FÜR REDISPATCH

2016-01-29 | Anlässlich der Beratung des Strommarktgesetzes im Bundestag fordert der BDEW einen besseren Ausgleich der Kosten für Notfallmaßnahmen der Kraftwerksbetreiber zur Stabilisierung des Stromnetzes.

Die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, Hildegard Müller, sagte: „Die Unternehmen werden gezwungen, große Kraftwerke kurzfristig an- und abzuschalten, um das Stromnetz stabil zu halten. Mit der jetzt von der Bundesregierung vorgeschlagenen Regelung soll den Kraftwerksbetreibern aber nur ein Teil der Kosten dafür ersetzt werden. Das ist für die Branche nicht nachvollziehbar. Sie verweist auf ein Urteil des OLG Düsseldorf, das sich bereits in der Vergangenheit Gedanken zu einer fairen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen gemacht. Im April 2015 hatte es eine Beschränkung der Vergütung auf einen Auslagenersatz als nicht zulässig angesehen. Das OLG nannte zahlreiche Kostenarten, die zu erstatten seien. Der Vorschlag der Bundesregierung greift das aber nicht nur nicht auf sondern führt darüber hinaus zu ei-

ner systematisch zu geringen Vergütung. Es ist unverständlich, dass die Bundesregierung die Grundsatzentscheidung des Gerichts außer Acht lässt.“

Die aktuellen Zahlen zum Redispatch machen laut Müller deutlich, warum eine angemessene Vergütung dringend notwendig ist. „Redispatch-Maßnahmen haben in den letzten Jahren rasant zugenommen. Während im Jahr 2010 insgesamt 306 GWh ‚redispatcht‘ wurden, betrug die Gesamtarbeit im Jahr 2015 bereits über 11.000 GWh“, sagte Müller.

AGORA WILL ABSCHIED VON DER KOHLE BIS 2040

2016-01-11 | Der Think-Tank Agora Energiewende hat einen Vorschlag für einen Rückzug aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle bis zum Jahr 2040 ausgearbeitet und benennt dazu elf wesentliche Eckpunkte.

„Die Energiewirtschaft hat ein Recht auf Planungssicherheit und Verlässlichkeit. Wenn die Politik aber beim Thema ‚Dekarbonisierung des Stromsystems‘ weiter den Kopf in den Sand steckt, dann schafft das die größtmögliche Verunsicherung für alle Beteiligten“, warnt Graichen. Ziel des ‚Runden Tisches Nationaler Kohlekonsens‘ sollte es sein, noch 2016 zu einer politisch und gesellschaftlich breit getragenen Vereinbarung zu kommen. „Diese Vereinbarung sollte – analog zum Atomkonsens – in ein Kohleausstiegs-Gesetz münden, das mit breiter Mehrheit von Bundestag und Bundesrat beschlossen wird“, sagt Graichen.

Damit Deutschland einerseits seine Klimaschutzziele einhalten kann und andererseits Sicherheit und Bezahlbarkeit der Stromversorgung erhalten bleiben, schlägt Agora Energiewende vor, die Kohlekraftwerke in Schritten von zunächst maximal drei GW Leistung pro Jahr stillzulegen und damit 2018 zu beginnen. „Um die Klimaschutzziele zu erreichen, sollte 2040 das letzte Kohlekraftwerk vom Markt gehen“, sagt Graichen. „Zudem ist es unumgänglich, dass

künftig keine neuen Braunkohletagebaue mehr aufgeschlossen werden.“ Das Eckpunkte-Papier von Agora Energiewende sieht vor, die Abschaltung der Kohlekraftwerke so kostengünstig wie möglich zu gestalten. Das bedeutet im Wesentlichen, analog zum Atomausstieg die jeweils ältesten Kraftwerke nach Erreichen einer bestimmten Altersgrenze abzuschalten, wobei diese Altersgrenze im Laufe der Jahre gesenkt würde. Im Gegenzug müsse sich die nationale Politik verpflichten, künftig keine weiteren einseitigen Belastungen der Kohle einzuführen. Geboten seien lediglich die endgültige Stilllegung der im Zuge des Kohleausstiegs frei werdenden CO₂-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems und eine Stärkung des Emissionshandels insgesamt.

Um die Belastungen der Braunkohleregionen abzufedern, gehören zu einem Kohlekonsens verlässliche strukturpolitische Maßnahmen über den gesamten Zeitraum bis 2040. Die Braunkohlereviere sollen daher mit 250 Mio. Euro im Jahr gefördert werden. „Da die Energiewende im Wesentlichen auf Bundesebene beschlossen wurde, sollten die zusätzlichen Strukturhilfen vollständig aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt werden. Die hauptbetroffenen Bundesländer wissen wiederum am besten, welche strukturpolitischen Maßnahmen vor Ort am sinnvollsten sind, sie sollten deshalb über die Verwendung der Mittel entscheiden“, empfiehlt Graichen.

Überdies sollte ein Fonds eingerichtet werden, der die Folgelasten der Rekultivierung der Braunkohletagebaue nach dem Ende der Braunkohleförderung übernimmt. Anstelle der bisherigen Rückstellungspraxis der Tagebaubetreiber sollte künftig eine Abgabe von etwa 2,50 Euro pro MWh in diesen Fonds eingezahlt werden. Er würde so über die Jahre auf mehrere Mrd. Euro anwachsen. „Wir sollten frühzeitig klären, wie wir nach Auslaufen des Kohleabbaus mit der Rekultivierung der Braunkohletagebaue umgehen, sonst kriegen wir später die gleichen Diskussionen wie aktuell bei den Atomrückstellungen“, sagt Graichen.

KWK-G-Novelle

KWK-G-NOVELLE BESCHLOSSEN

2015-12-18 | Nachdem der Bundestag am 3. Dezember 2015 die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes verabschiedet hat, wurde sie nun auch vom Bundesrat bestätigt. Ein Vermittlungsausschuss wird nicht angerufen, es gibt lediglich Entschließungen, die jedoch keine aufschiebende Wirkung haben. Nun muss noch die Europäische Kommission das Gesetz genehmigen, was voraussichtlich Anfang April erfolgen soll. Die Novelle ersetzt das bisherige Ausbauziel (25 Prozent-Anteil bis 2020) durch ein konkretes Mengenziel: 2020 soll die KWK-Stromerzeugung bei 110 TWh liegen, bis 2025 bei 120 TWh. Gleichzeitig wurde das Fördervolumen auf 1,5 Mrd. Euro pro Jahr verdoppelt. Zur Finanzierung der Verdoppelung der KWK-Förderung, steigt die KWK-Umlage von derzeit 0,25 auf 0,53 ct/kWh. Darüber hinaus wird die Privilegierungsregelung geändert, indem die die Schwelle für Unternehmen zur Zahlung der geringeren KWK-Umlage von 100 MWh auf 1 GWh erhöht wird.

Betreiber von BHKW mit einer Leistung von bis zu 50 KW, deren Geräte ab Januar 2016 neu in Betrieb gehen, bekommen für den eingespeisten Strom zusätzlich zum vereinbarten Abnahmepreis des Netzbetreibers einen Zuschlag von acht Cent pro kWh. Dieser betrug bisher 5,41 Cent pro kWh. Steigt die Leistung auf 100 KW, muss der Netzbetreiber noch einen Zuschlag von sechs Cent pro kWh bezahlen. Die Zuschläge sinken bei steigender BHKW-Leistung weiter. Damit reagiert der Gesetzgeber auf die vergleichsweise höheren Investitionskosten beim Bau von kleineren Geräten im Vergleich zu großen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Für den Netzbetreiber besteht außerdem eine Abnahmepflicht des BHKW-Stroms.

Im Gegensatz zur Erhöhung der Zuschlagszahlungen gibt es in Zukunft keine Vergütung für selbst verbrauchten Strom. Damit reagiert die Bundesregierung auf die Tatsache, dass selbst verbrauchter KWK-Strom ohnehin jetzt schon die Wirtschaftlichkeit von kleinen BHKW verbessert. Im Gegensatz zum Strom, den der Anlagenbetreiber aus dem Netz bezieht, bekommt er selbst mit allen Zuschlägen viel weniger Geld, als wenn er den Strom aus seinem BHKW selbst verbraucht. Davon ausgenommen sind allerdings Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 100 Kilowatt. Die Betreiber solcher Geräten haben weiterhin einen Anspruch auf eine Zuschlagszahlung, die aber die Hälfte des Zuschlags für den ins Netz eingespeisten KWK-Stroms nicht übersteigen darf. Die konkrete Höhe regelt eine Verordnung.

LOB UND KRITIK VON DER VERBÄNDEN

2015-12-04 | Der BDEW reagierte insgesamt positiv auf die Novelle. „Positiv ist insbesondere, dass konkrete Mengenziele für den KWK-Ausbau - bis 2025 sind es 120 TWh - festgelegt wurden. Auch die Verlängerung des Geltungszeitraums von 2020 auf 2022 ist eine deutliche Verbesserung gegenüber dem ursprünglichen Gesetzentwurf der Bundesregierung. Sichere Investitionsbedingungen sind ein zentraler Faktor, um die Potenziale der KWK-Technik für Effizienzsteigerungen im Wärmemarkt und den Klimaschutz zu heben“, sagte die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, Hildegard Müller.

„In seiner jetzigen Form bietet das Gesetz eine gute Perspektive, um mit der Fernwärmeversorgung auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung einen wichtigen Beitrag für die Energie- bzw. ‚Wärmewende‘ in städtischen Gebieten zu leisten. Die verbesserten Förderbedingungen für Anlagen bis 50 kW werden den KWK-Ausbau deutlich voranbringen. Positiv sei auch die im Gesetz vorgesehene gezielte Förderung von Energiedienstleistern, die zum Beispiel Kunden in einem Industriepark oder Mieter mit KWK-Strom beliefern. Der BDEW begrüßt, dass die Evaluierung des Gesetzes auf 2017 vorgezogen und eine Bestandsförderung für Kohle-KWK-Anlagen nicht kategorisch ausgeschlossen werde. So könne per Verordnung nachjustiert werden, wenn auch die Kohle-KWK in die Unwirtschaftlichkeit laufe.

„Unverständlich bleibt hingegen, warum der Gesetzgeber neue und hocheffiziente Gas-KWK-Anlagen, die noch eine Förderung nach dem KWK-Gesetz 2012 erhalten, sowie kleinere KWK-Anlagen mit einer Leistung unterhalb von zwei MW von der Bestandsförderung ausschließt. Dies ist eine ungerechtfertigte Benachteiligung. Auch die Zuschlagserhöhung für den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen oberhalb von zwei MW ist angesichts des Verfalls der Börsenstrompreise nicht ausreichend.

Deutliche Kritik gab es hingegen vom VIK. Die Novelle lasse die großen Potenziale zur CO₂-Einsparung in der Industrie außer Acht. Anders als jetzt sollen in Zukunft vor allem öffentliche KWK-Anlagen gefördert werden. Die industrielle KWK bleibt weitestgehend außen vor. „Mit dem Kompromiss wird die im Regierungsentwurf bereits angelegte Ungleichbehandlung zwischen öffentlicher und industrieller KWK zementiert“, kommentiert Barbara Minderjahn, Geschäftsführerin des VIK. „Die effiziente KWK-Technologie spart in der Industrie bereits heute über 18 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr ein. Da insbesondere der Wärmebedarf der Unternehmen auch in Zukunft realistisch betrachtet nicht über erneuerbare Energien gedeckt werden kann, bieten sich hier große Potenziale für die Erreichung unserer Klimaziele. Diese wurden mit der Novellierung des KWK weitgehend ignoriert.“

Märkte und Politik

BUNDES RAT FORDERT VERBESSERUNGEN FÜR EIGENERZEUGUNG

2016-02-01 | Der Bundesrat unterstützt einen Antrag der Länder Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz zur weiteren Befreiung industrieller KWK- und Erneuerbaren-Anlagen und überwies ihn an die zuständigen Fachausschüsse. Ziel des Entschließungsantrages ist, dass Anlagen, die vor der EEG-Novelle im August 2014 in Betrieb gingen, über das Jahr 2017 hinaus von der Zahlung der Ökostromumlage befreit bleiben. Die EU sieht diese Privilegien kritisch und möchte sie ganz abschaffen. Die Bundesregierung wurde daher dazu aufgefordert, sich noch mehr für die Eigenerzeugung einzusetzen.

BOA-UNFALL - STREIT UM DIE KOSTEN

2016-01-30 | Am 26. Februar treffen sich RWE Power und ein Konsortium aus Hitachi Power Europe, Hitachi Ltd. und Alstom Power Systems in gleich drei Zivilverfahren vor dem Landgericht Mönchengladbach. Hintergrund ist der schwere Unfall vom 25. Oktober 2007 auf der BoA-Baustelle in Neurath, bei dem drei Menschen ums Leben gekommen waren und der für einen 14-monatigen Stillstand aufgrund umfangreicher staatsanwaltlicher Ermittlungen sorgte. Auf schiedsgerichtlichem Wege konnte keine Einigung erzielt werden.

„Die geltend gemachten Ansprüche sind sehr umfangreich. Die RWE Power verlangt von dem Konsortium insgesamt 1,3 Mrd. Euro, größtenteils Schadensersatz für begangene Pflichtverletzungen beim Bau der Anlage“, erklärte der Gerichtssprecher Jan-Philip Schreiber. Zu der klassischen Schadensersatzforderungen kämen aber auch noch Strafen aus bestimmten, sehr komplexen Vertragsklauseln hinzu. Das Konsortium wiederum verlangt von RWE Power rund 290 Mio. Euro. „Dabei handelt es sich hauptsächlich um Vergütungsansprüche“, so Schreiber weiter. „Das Konsortium will außerdem gerichtlich feststellen

lassen, dass es keine Haftung für weitere Ansprüche übernimmt.“

Sollte es am 26. zu keiner Einigung kommen, ist damit zu rechnen, dass das Verfahren noch längere Zeit dauern wird.

GASKRAFTWERKE IN KNAPSACK STEHEN MEISTE ZEIT STILL

2016-01-28 | Wie der Kölner Stadtanzeiger berichtet, liefen die modernen Gaskraftwerke von Statkraft in Hürth Knapsack Mitte Januar für ca. fünf Tage und erzeugten dabei rund 100 GWh Strom. Kälte, wenig Sonneneinstrahlung, kaum Wind, Strompreise bis zu 70 Euro/MWh, niedrige Gaspreise und hoher Stromverbrauch begünstigten den kurzen Betrieb. Der Einsatz „war jedoch eine große Ausnahme“, sagte Statkraft-Sprecherin Anne Joeken. „In einem Durchschnittsjahr gibt es nicht einmal eine Woche mit solchen Bedingungen.“ Man benötige jedoch 15 Wochen pro Jahr, um zumindest die Fixkosten für die Kraftwerke zu decken, ganz zu schweigen den mehreren hundert Millionen Investitionskosten. Die Lage für Gaskraftwerke bleibt bis auf weiteres schwierig. „Auf lange Sicht gehen wir davon aber aus, dass der Gaspreis wieder steigen wird, genauso wie der Ölpreis“, so Joeken weiter. Eine entscheidende Rolle werden die Regelungen des neuen Strommarktgesetz spielen, das für Frühsommer erwartet wird.

NORDDEUTSCHE LÄNDER VERLANGEN VERBESSERUNGEN BEIM EEG

2016-01-26 | Die norddeutschen Bundesländer Bremen, Hamburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein fordern Korrekturen am EEG 2016. Ihr gemeinsamer Appell bezieht sich auf den EEG-Arbeitsentwurf, wonach das Wirtschaftsministerium künftig die Ausschreibungsvolumina strikt am anvisierten Ausbau des Grünstromanteils bemessen will, wobei laut Berechnungsformel Fotovoltaik und

Wind (offshore und onshore) gemeinsam betrachtet werden. Diese Vorgehensweise widerspricht jedoch der bisherigen Übereinkunft, jährlich festgelegte Ausbaupfade für die jeweiligen Energieträger zu definieren und gefährdet die Planungssicherheit der Industrie, die sich auf die Ausbaupfade eingestellt hat.

EEG REFERENTENENTWURF

2016-01-25 | Trotz zahlreicher Änderungswünsche und Kritik seitens der Verbände und einiger Politiker zur geplanten EEG-Novelle bleibt das Bundeswirtschaftsministerium zunächst bei seiner bisherigen Linie. Dies dokumentiert ein Referentenentwurf von Dezember, der die von Minister Gabriel angekündigten Veränderungen enthält. Grundlegender Wille der Bundesregierung ist es dabei die Förderung von erneuerbaren Energien von Einspeisetarifen auf Ausschreibungen umzustellen. Hierzu soll die Bagatellgrenze für Ausschreibungen bereits für Anlagen ab 1 MW Größe festgelegt werden. Der Systemwechsel soll bis 2024 vollzogen sein.

Als Zielgröße definiert das Gesetz 40 bis 45 Prozent Ökostromanteil im Jahr 2025, wobei das Ausschreibungsvolumen so bemessen wird, „dass der Ausbaukorridor eingehalten wird“. Um ihn jedoch einzuhalten, muss sich der Ausbau der Windenergie an Land zukünftig nach dem Zubau der übrigen Technologien richten. „Damit ist das Ausbauziel für Windenergie an Land die Variable, um das Ausbauziel für erneuerbare Energien insgesamt und die technologiespezifischen Ziele aufeinander abzustimmen“, heißt es in dem Entwurf.

Sobald ein endgültiger Referentenentwurf vorliegt, soll dieser zunächst den Verbänden und Ländern zur Stellungnahme vorgelegt werden. Anschließend soll die Novelle am 16. März durch das Kabinett verabschiedet werden. Spätestens im Bundesrat stehen dann Verhandlungen an, denn einzelne Bundesländer, vor allem die im Norden, haben bereits Nachbesserungen gefordert.

STROMKONZERNE BESTEHEN AUF KAPAZITÄTSMARKT IN DEUTSCHLAND

2016-01-19 | Der stellvertretende Vorstandsvorsitzende der RWE, Rolf Martin Schmitz, besteht auf einen Kapazitätsmarkt in Deutschland. Angesichts der derzeitigen niedrigen Börsenstrompreise ließen sich bei den konventionellen Kraftwerken „nicht mal mehr die Rahmenkosten decken“, sagte Schmitz bei einer Konferenz am Dienstag in Berlin.

Der Bundeswirtschaftsminister hatte zuvor das neue Strommarktdesign verteidigt, das die Bundesregierung im Herbst verabschiedet hatte. „Wir haben das für falsch gehalten, weil das aus unserer Sicht teurer geworden wäre“, sagte Sigmar Gabriel (SPD) über einen Kapazitätsmarkt. Auch Uniper-Manager Klaus Schäfer bekräftigte im Handelsblatt die Forderung der Branche nach einem Kapazitätsmarkt. „Der Strommarkt liefert nicht mehr die nötigen Preissignale“, sagte er.

Im vergangenen Jahr hatte die Bundesregierung entsprechende Vorschläge noch abgelehnt. Schäfer glaubt aber nicht, dass diese Entscheidung stehen bleibt. „Ich bin der festen Überzeugung, dass wir ihn auch in Deutschland bekommen werden.“ „Um die erneuerbaren Energien mit all ihren Stärken und Schwächen absichern zu können, brauchen wir Technologien, die verlässlich erzeugen und auch flexibel eingesetzt werden können“, sagte er der Zeitung.

KONSULTATION ZUM SZENARIORAHMEN STROM 2030

2016-01-18 | Die Bundesnetzagentur hat mit der Konsultation zum Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2030 begonnen. Die Übertragungsnetzbetreiber betrachten dabei erstmalig die Auswirkungen der Nutzung von E-Mobilität, Wärmepumpen und Kleinspeichern auf den Stromsektor. Als weitere Neuerung sieht der Entwurf des Szenariorahmens 2030 die Nutzung von Demand-Side-Management, Flexibilitätsoptionen sowie eine weitgehende Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion aus KWK-Anlagen vor.

Ursächlich für diese detailliertere Prognose ist die Betrachtung des Zieljahres 2030. Hier erscheinen die Einsatzbedingungen moderner und flexibler Technologien wahrscheinlicher als noch im Vorgänger-Szenariorahmen 2025. Begünstigt wird die Verbesserung dieser Einsatzbedingungen durch den bis 2030 angenommenen Fortschritt beim Ausbau der Erneuerbaren Energien. Deren Anteil am Bruttostromverbrauch steigt im Jahr 2030 auf 51 Prozent in Szenario A und auf 56 Prozent in den Szenarien B und C, sowie auf 63 Prozent im Szenario B 2035.

Die Übertragungsnetzbetreiber verbessern darüber hinaus die Regionalisierung des zukünftigen Stromverbrauchs. Durch eine neue Methodik wird über den Stromverbrauch hinaus auch die Veränderung seines zeitlichen Verlaufs prognostiziert,

wozu erstmalig sektorspezifische Lastprofile für jeden einzelnen Landkreis zu Grunde gelegt werden.

Zu dem Entwurf des Szenariorahmens Strom 2030 hat die Bundesnetzagentur wieder ein Begleitdokument veröffentlicht. Dieses enthält Hinweise, zu welchen Themen sich die Bundesnetzagentur im Rahmen der Konsultation konkrete Informationen und Stellungnahmen erhofft. Die Öffentlichkeit hat nun die Möglichkeit, bis zum 22. Februar 2016 zu dem Entwurf Stellung zu nehmen.



Weitere Meldungen

E.ON INVESTIERT ÜBER 10 MRD. EURO IN ERNEUERBARE ENERGIEN

2016-02-16 | E.ON hat die Marke von 10 Mrd. Euro bei Investitionen in erneuerbare Energie übersprungen. Mit einem Leistungsupgrade für den Nordsee-Windpark Amrumbank West von 288 auf 302 MW hat der Konzern die Marke von 10 Milliarden Euro Netto-Investitionen in das Geschäftsfeld erneuerbare Energie überschritten und damit so viel investiert wie kein anderer deutscher Energieversorger.

Michael Lewis, CEO der Erneuerbaren-Sparte bei E.ON: „Wir sind stolz auf das Erreichte. Wir werden weiter investieren und hart dafür arbeiten, erneuerbare Energie wettbewerbsfähig und damit so kostengünstig wie möglich für unsere Kunden zu machen.“

DIE ERNEUERBAREN ERZEUGEN BALD ÜBER 200 TWH

2016-01-15 | Anlässlich der Veröffentlichung der EEG-Umlage 2016 haben die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW Zahlen zum Ausbau der EE-Einspeisung genannt. Für das Jahr 2016 wird weiter eine ansteigende Erzeugung an elektrischer Energie aus regenerativen Anlagen prognostiziert.

Der Anstieg von über 15 TWh auf etwa 176 TWh 2016 spiegelt sich vor allem in den Energieträgern Wind an Land, Wind auf See und Biomasse wider. Für das Jahr 2020 wird eine installierte Leistung erneuerbarer Energiequellen von knapp 117 GW erwartet, wovon ca. 92 % auf Solar- und Windenergie (Solar über 47 GW und Wind über 60 GW) entfallen. Die prognostizierte Jahresarbeit liegt für das Jahr 2020 bei über 217 TWh.

GE BAUT MASSIV STELLEN AB

2016-01-15 | Nach der Milliarden-Übernahme der Energiesparte von Alstom will General Electric in Europa 6500 Stellen streichen. In Deutschland sind nach Angaben des Unternehmens bis zu 1700 Arbeitsplätze in Mannheim, Stuttgart, Bexbach und Wiesbaden betroffen.

GE begründete die Pläne in Deutschland in einer Mitteilung mit der Marktlage bei der Energieerzeugung in Europa. „Vor allem die Stromerzeugung mit Gas- und Dampfturbinen ist in Europa in den vergangenen Jahren signifikant zurückgegangen“, hieß es. Der Konzern verhandelt nun mit Arbeitnehmervertretern auf lokaler Ebene. Dort würden die Pläne für die neue Struktur vorgestellt.

Auch der deutsche GE-Rivale Siemens hat wegen Problemen im Stromerzeugungsgeschäft zahlreiche Jobs gestrichen. Hintergrund ist ein schwieriges Marktumfeld mit Preisverfall und einer Nachfrageflaute nach großen Gasturbinen.

RWE VERKAUFT KOHLEKRAFTWERK

2016-01-08 | RWE verkauft sein britisches 420 MW Kohlekraftwerk im nordenglischen Lynemouth, das der Konzern erst 2012 erworben hatte, an die tschechisch-slowakische EPH. Der neue Eigentümer möchte die staatliche geförderte Umstellung des Kraftwerks auf Biomasse abschließen, teilte der EPH-Vorstandsvorsitzende Daniel Kretinsky mit. Über den Verkaufspreis wurde Stillschweigen vereinbart.

ALPIQ VERKAUFT GAS-KOMBIKRAFTWERK BAYET

2015-12-30 | Alpiq hat den Verkauf ihres 408 MW Gas-Kombikraftwerks Bayet in Frankreich an die französische Energiegruppe Direct Energie am 30. Dezember 2015 zum Preis von rund 45 Mio. Euro abgeschlossen. Die Veräußerung erfolgt

im Rahmen des Umbaus der Alpiq Gruppe, der unter anderem ein fokussierteres Produktionsportfolio und die Reduktion der Nettoverschuldung zum Ziel hat.

RWE FORDERT SCHADENERSATZ FÜR BIBLIS-STILLEGUNG

2015-12-17 | RWE fordert vom Bund und dem Land Hessen rund 235 Mio. Euro Schadenersatz für entgangene Gewinne wegen der angeordneten Stilllegung seines Kernkraftwerks Biblis. Ein vorgeschlagener Vergleich in Höhe von 50 Mio. Euro wurde von allen Parteien abgelehnt, so dass es nun zur Verhandlung vor dem Landgericht Essen kommt.

Laut Gericht muss zunächst geprüft werden, ob RWE durch die Abschaltung des Atomkraftwerkes gleichzeitig mehr Braunkohlestrom verkauft hat. Außerdem müssten möglicherweise zusätzliche Gewinne gegengerechnet werden, die durch einen Anstieg des Strompreises nach der Abschaltung von Biblis entstanden sein könnten. Strittig ist außerdem, ob - falls Schadenersatz anfällt - der Bund oder das Land Hessen oder beide zahlen müssen. RWE hatte schon kurz nach dem zwangsweise Herunterfahren eine Klage eingereicht: „Die Regierung hat nach dem Motto gehandelt: Erst abschalten, dann prüfen“, hatte der damalige RWE-Chef Jürgen Großmann gesagt. Behörden könnten die Abschaltung aber nur in akuten Gefahrensituationen anordnen. Die habe nicht vorgelegen.

Bisher teilten der Hessische Verwaltungsgerichtshof und das Bundesverwaltungsgericht diese Position und gaben RWE Recht, dass die Anordnung des Landes Hessen vom 18. März rechtswidrig war. Unter anderem, weil der Konzern damals formell nicht angehört wurde.

Vor dem Landgericht Essen geht es nun um die Frage, ob der Bund oder das Land Hessen Schadenersatz zahlen müssen und falls ja, wieviel. Die Behördenmitarbeiter zweifeln die Rechnung von RWE an, wonach dem Energiemulti 235 Millionen Euro entgangen seien. Schließlich

müsse man zum Beispiel dagegen rechnen, dass die Kohlekraftwerke in dieser Zeit mehr Strom verkauft hätten. Außerdem hätten einer der Kraftwerksblöcke ohnehin wegen Wartungsarbeiten vom Netz gemusst. Es ist also von einem langen Prozess auszugehen, dessen Ausgang jedoch Signalwirkung haben dürfte, denn auch E.ON/ Uniper und EnBW haben ebenfalls Schadenersatzklagen eingereicht.

TRIANEL OPTIMIERT HEIZKRAFTWERKSEINSATZ

2015-12-07 | Die Stadtwerke Bochum haben mit Hilfe von Trianel die Fahrweise des HKWs Hiltrop optimiert. Mit der Wiederinbetriebnahme des modernisierten Heizkraftwerks Hiltrop im Sommer 2015 hatten sich die Stadtwerke Bochum entschieden, die Vermarktung der Stromerzeugung aus dem GuD mit Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmespeicher an den Termin- und Kurzfristmärkten weiter zu optimieren. „Unter den aktuellen Marktbedingungen ist eine traditionelle, grundlastorientierte Fahrweise von Heizkraftwerken nicht mehr wirtschaftlich und amortisiert nicht die Investitionskosten in eine so umfangreiche Modernisierung“, stellt Dr. Frank Peper, Hauptabteilungsleiter für Fernwärme, Wasser und Energieprojekte bei den Stadtwerken Bochum fest.

Gemeinsam mit Trianel haben die Stadtwerke Bochum das Optimierungspotenzial des Heizkraftwerks Hiltrop (44 MWel) analysiert und dessen Fahrweise angepasst. In der optimierten Fahrweise wird die Anlage nicht mehr ausschließlich wärmegeführt gefahren, sondern zusätzlich an den kurzfristigen Strommärkten optimiert. Denn wegen der gesunkenen Strompreise ist es oft sinnvoller, die Fernwärmeproduktion durch

die verfügbaren Heizkessel oder den Wärmespeicher bereitzustellen und die stromerzeugende GuD-Anlage in Zeiten niedriger Preise auszuschalten.

„Die Stadtwerke Bochum gehen mit der flexibleren Fahrweise ihrer Anlage einen modernen Weg. Gegenüber einer traditionellen Fahrweise ermöglicht die optimierte Fahrweise erhebliche Kosteneinsparungen“, erläutert Dr. Alexander Kox, Bereichsleiter Energiewirtschaft bei der Stadtwerke-Kooperation Trianel.

Um das volle Potenzial auszuschöpfen, wird die GuD-Anlage bereits am Termin-, Spot- und Intradaymarkt durch Trianel täglich aktiv bewirtschaftet. „Die Vermarktung über den Trianel Trading Floor ermöglicht die fortlaufende Anpassung der Fahrpläne nach den Möglichkeiten des Marktes“, so Peper.

Zusätzlich wird das Kraftwerk durch die Aufschaltung in den Trianel Sekundärregelpool ab 2016 auch Regelleistung für den Übertragungsnetzbetreiber Amprion bereitstellen und zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaften. „Durch den Ausgleich der kurzfristigen Schwankungen im Stromnetz trägt unser hochflexibles Gaskraftwerk zu einer besseren Integration der Erneuerbaren bei und fördert somit das Gelingen der Energiewende“, so Peper weiter.

ENBW VERKAUFT HEIZKRAFTWERK EISENHÜTTENSTADT

2015-12-02 | EnBW hat den Verkauf des Heizkraftwerks in Eisenhüttenstadt an die in Landau ansässige Progroup AG vereinbart. Der Verkauf erfolgt mit Wirkung zum 31. Dezember 2015. Über Einzelheiten der Transaktion haben beide Seiten Stillschweigen vereinbart.

Das Heizkraftwerk zur thermischen Verwertung von Ersatzbrennstoffen versorgt die nahe gelegene Papiermaschine der Progroup mit Dampf.

2009 hatte die EnBW Energy Solutions GmbH das Heizkraftwerk errichtet und seither auf der Grundlage eines Betriebsführungs- und Bewirtschaftungsvertrages für Progroup betrieben.

Progroup ist ein führender Hersteller von Wellpappe in Europa. Mit dem Erwerb des Heizkraftwerks verfolgt Progroup das Ziel, die Energieversorgung der in unmittelbarer Nachbarschaft gelegenen Papiermaschine durch Integrationseffekte kostengünstiger und effizienter zu gestalten. Die Papiermaschine im Werk Eisenhüttenstadt ist eine der größten und modernsten ihrer Art in Europa mit einem jährlichen Produktionsvolumen von 650.000 Tonnen.

GUTACHTEN ZU ATOMRÜCKSTELLUNGEN

2015-11-17 | Nachdem die Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) für das Bundeswirtschaftsministerium ein Gutachten in Sachen Atomrückstellungen erstellt hat, das u.a. eine externe Fondslösung vorschlägt, um die Rückstellungen nicht bei den Betreibern zu belassen, haben E.ON und RWE nun ein Gutachten von der Wirtschaftskanzlei Freshfields Bruckhaus Deringer vorgelegt. Ihre Gutachter empfehlen, auf gesetzgeberische Maßnahmen zu verzichten und stattdessen „verfassungsrechtlich unproblematische und politisch befriedigende konsensuale Lösungen“ mit den Betreibern zu suchen.

KEIN STRESS MIT DER EINZELNUTZER-LIZENZ

Bitte sprechen Sie uns an, wenn Sie unseren Newsletter an Mitarbeiter oder Kunden weiterleiten möchten. Wir finden eine gute Lösung.

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 1/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 10.02.2016



Braunkohlekraftwerke

Braunkohlekraftwerke

Profen (Mibrag)

Leistung
brutto

660 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

2020 in Planung



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Raumordnungsverfahren startet im Frühjahr 2013 // Erste Teilgenehmigungen bis voraussichtlich Ende 2014 // Planung wurde aufgrund unklarer politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zunächst auf Eis gelegt

Niederaußem BoA 4/BoAplus, Bergheim (RWE)

1100 MW

offen in Planung



Der Regionalrat Köln hat im Juli 2013 Regionalplanänderung zugestimmt // die Stadt Bergheim hat Änderung der Bauleitplanung beschlossen und Flächennutzungsplan Ende 2014 geändert // immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren eingeleitet // Scoping Termin hat im September 2015 stattgefunden // Investitionskosten ca. 1,5 Mrd. Euro // Bauentscheidung erst nach Vorlage aller Genehmigungen und bei gegebener Wirtschaftlichkeit

Lausitz (Vattenfall)

2000 MW

offen in Planung



Ersatz für sechs 535 MW Blöcke // IBN Mitte der 2020er Jahre // Kosten: ca. 2 Mrd. Euro // Entscheidung frühestens 2018



Steinkohlekraftwerke

Steinkohlekraftwerke

Westfalen Block D und Block E, Hamm-Uentrop (RWE)

Leistung
brutto

800 MW
800 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

- 2014
aufgegeben
in Betrieb



Kostensteigerungen von annähernd einer Mrd. Euro und wiederholte Verzögerungen sorgten für Unmut und am Ende den Ausstieg aller kommunalen Projektpartner zum Ende des Jahres 2015 // Block E, der seit Juli 2014 in Betrieb ist, wird von RWE alleine weiterbetrieben // Block D wurde aufgrund gravierender technischer Probleme und Unwirtschaftlichkeit Ende 2015 endgültig aufgegeben

Moorburg 1 und Moorburg 2, Hamburg (Vattenfall)

820 MW
820 MW

2015
2015
in Betrieb
in Betrieb



Statt geplanter 1,7 Mrd. Euro betragen die Gesamtkosten mittlerweile 2,8 Mrd. Euro // Technische Probleme sorgten mehrfach für Verzögerungen // Planfestellungsverfahren für Fernwärmemaschine noch nicht abgeschlossen // möglicherweise wird statt der Trasse ein GuD nördlich der Elbe gebaut // es läuft eine Klage gegen die verwendete Durchlaufkühlung // die EU-Kommission hat das Genehmigungsverfahren kritisiert und ein Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet // Block B wurde Ende März 2015 in den kommerziellen Dauerbetrieb genommen // Block A ist Anfang September 2015 in den kommerziellen Dauerbetrieb gegangen

Mannheim Block 9, Mannheim-Neckarau (GKM)

911 MW

2015 in Betrieb



Technische Probleme sorgten für große Verzögerungen // im kommerziellen Dauerbetrieb seit Mai 2015

Wilhelmshaven (GDF SUEZ / BKW FMB)

800 MW

2015 in Betrieb



Technische Probleme (u.a. T24) sorgen für Verzögerungen // IBN war für Ende 2013 geplant // Dauerhaft kommerzieller Betrieb seit Ende Oktober 2015

Datteln Block 4 (Uniper)

1100 MW

2017 in Bau



Immissionsschutzrechtlicher Vorbescheid der Bezirksregierung wurde aufgehoben // Zielabweichungsverfahren zur Regionalplanänderung wurde im Juli 2013 eingeleitet // Änderung des Regionalplans wurde am 13. Dezember 2013 beschlossen // Planänderungsverfahren stößt auf große Widerstände - Ausgang ungewiss // Zielabweichungsbescheid wurde erteilt // Uniper erwartet Gerichtsentscheidung Frühjahr 2016 // Bauarbeiten sollen Februar 2016 weitergehen // der Großkunde Deutsche Bahn droht damit, einen langfristigen 413 MW Liefervertrag zu kündigen // dauerhaft kommerzieller Betrieb geplant bis spätestens Ende 2017

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich

= möglich

= wahrscheinlich

= sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 2/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 10.02.2016



Steinkohlekraftwerke

Steinkohlekraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Dow Chemical, Stade (DOW) <small>EnBW ist aus dem Projekt ausgestiegen // Dow will alleine weitermachen // zur Zeit Änderung des Bebauungsplanes // Öffentlichkeit wurde im Februar 2013 über die Pläne des Konzerns informiert // Stadt Stade hat Bebauungsplan zugestimmt // BUND klagt gegen den Bebauungsplan // endgültige Investitionsentscheidung erst bei Rechtssicherheit // geplante IBN 2018</small>	900 MW	2018	in Planung	
Industriepark, Brunsbüttel (GETEC Energie) <small>Planungen liegen auf Eis // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf</small>	800 MW	offen	keine Infos	
Lünen (Steag) <small>Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf</small>	900 MW	offen	keine Infos	
Herne (Steag) <small>Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf</small>	750 MW	offen	keine Infos	
Stade (Uniper) <small>Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // zur Zeit Änderung des Bebauungsplans // Planungen wurden gestoppt, aber noch nicht endgültig aufgegeben</small>	1100 MW	offen	keine Infos	



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Bremen (swb, Mainova, DB, TOBI, ovag) <small>IBN wurde mehrfach verschoben, aktuell auf das dritte Quartal 2016 // Anlage wird trotz eines langfristigen 200 MW Liefervertrag mit der Deutschen Bahn (bis ins Jahr 2038) unrentabel arbeiten // unmittelbar nach der Inbetriebnahme soll versucht werden, das Kraftwerk durch die BNetzA als systemrelevant einstufen zu lassen, damit es zukünftig als Reservekraftwerk eingesetzt werden kann</small>	445 MW	2016	in Bau	
Lausward, Düsseldorf (Stadtwerke Düsseldorf) <small>Baubeschluss erfolgte am 9.12.2011 // Siemens wird das Kraftwerk bauen // Finanzierung gesichert // Beteiligungsmöglichkeiten für Düsseldorfer, Mitarbeiter und benachbarte Kommunen sind im Gespräch // geplante Bauzeit: 32 Monate // Erdgaslieferant für 15 Jahre wird Statoil sein // Kraftwerk erhält zusätzlichen Wärmespeicher mit einer Kapazität von 1480 MWh // Bau im Zeitplan // IBN erfolgte Januar 2016</small>	595 MW	2016	in Betrieb	
Niehl 3, Köln (RheinEnergie) <small>Baubeschluss am 14.09.2012 // 450 MW elektrische und 265 MW thermische Leistung // Alstom wird das Kraftwerk bauen // Finanzierung i.H. von 202 Mio. Euro über 14,5 Jahre durch Helaba, Commerzbank und NRW-Bank // ein weiterer Investor konnte nicht gefunden werden // RheinEnergie wird das Projekt alleine vorantreiben // Bauarbeiten liegen im Zeitplan // Geplante INB Frühjahr 2016</small>	450 MW	2016	in Bau	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich = möglich = wahrscheinlich = sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 3/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 10.02.2016



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
HKW Haferweg, Hamburg (Vattenfall) Heizwerk für Spitzenlast // Baubeginn Frühjahr 2014 // Grundsteinlegung Okt. 2014 // Bauarbeiten liegen im Zeitplan // voraussichtliche IBN zur Heizperiode 2015/2016	150 MW	2015	in Bau	
HKW Lichterfelde, Berlin (Vattenfall) Genehmigung erteilt // Bauauftrag erteilt an Iberdrola // Investitionsvolumen ca. 400 Mio. Euro // GE liefert Gasturbine // Baubeginn 2014 // Geplante IBN 2016	300 MW	2016	in Bau	
Kiel (Stadtwerke Kiel) 20 Gasmotoren à 10 MW // Kosten ca. 290 Mio. € // Ersatz für altes 350 MW Steinkohlekraftwerk, das 2015 abgeschaltet werden soll // Erste Aufräumarbeiten auf dem Grundstück haben begonnen und dauern bis Mitte 2015 // Entscheidung zum Bau eines Wärmespeichers bis Oktober 2016 bereits getroffen // ein Elektrodenkessel wurde Ende 2015 in Betrieb genommen // Kraftanlagen München wurde als Generalunternehmen ausgewählt // endgültige Investitionsentscheidung sollte eigentlich Mitte 2014 fallen und wurde zuletzt auf Herbst 2016 verschoben, sobald Finanzierung (75% Fremdkapital) geklärt ist // MVV ist wieder in das Projekt eingestiegen // Geprüft wird auch ein Weiterbetrieb des alten Kohlekraftwerks bis 2025 // Geplante IBN zur Heizperiode 2018	200 MW	2018	in Planung	
Chemiepark Leverkusen (Steag) Noch keine endgültige Bauentscheidung aufgrund unklarer politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen // Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // immissionsrechtlicher Vorbescheid wurde erteilt // GE und Iberdrola sollen das Kraftwerk errichten // Investitionsentscheidung über 350 Mio. Euro war für 2014 angekündigt und soll nun im Laufe des Jahres 2015 erfolgen // Im Mai 2015 hat Steag das Projekt von Repower übernommen // Geplante Bauzeit 30 Monate	570 MW	2018	in Planung	
HKW Marzahn, Berlin (Vattenfall) GuD-Anlage mit 230 MW thermischer und 260 MW elektrischer Leistung // Siemens wird die Anlage bauen // endgültige Investitionsentscheidung voraussichtlich im ersten Halbjahr 2016 // geplante Inbetriebnahme 2020	260 MW	2020	in Planung	
Haiming, Burghausen (OMV) Genehmigung erteilt // Projekt wird „aktiv und ernsthaft“ verfolgt // Renditeerwartungen können aktuell jedoch nicht erfüllt werden // Meilensteine wurden erneut um über ein Jahr verschoben // Antrag für Fristverlängerung des Grundstückkaufs wurde gestellt // Planfeststellungsverfahren wurde eingeleitet // INB: 2017-2019	800 MW	2018	in Planung	
Schweinfurt (PQ Energy/ Blackstone) Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Investitionsvolumen circa 400 Mio. Euro // 800 - 1.040 MW Leistung // Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet // Optionsvertrag für Kraftwerksgrundstück wurde abgeschlossen // Reservierte Fläche soll wieder zum Verkauf angeboten werden	800 MW	-	aufgegeben	
Gersteinwerk, Werne (RWE) Vorbescheidverfahren wurde im September 2013 gestartet // Scoping Termin Januar 2013 // Antrag auf Vorbescheid nach Bundesimmissionsschutz-Gesetz sowie wasserrechtliche Erlaubnis nach dem Wasserhaushaltsgesetz Ende 2013 // Bauentscheidung erst bei Rechtssicherheit und Wirtschaftlichkeit	1300 MW	2018	keine Infos	
Leipheim (Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm) Bürgerentscheid pro Kraftwerk // endgültige Entscheidung erst 2015 // möglicher Baubeginn 2015 // Realisierung in zwei Stufen: zunächst der Bau einer Gasturbine, später Erweiterung durch Dampfturbine // IBN (erste Stufe) ab 2018	1200 MW	2019	in Planung	
Wedel (Vattenfall) Innovationskraftwerk mit Wärmespeicher // Ersatz für das HKW Wedel und die umstrittene geplante Wärmeauskopplung Moorburg // Anwohner haben Klage eingereicht // Geprüft wird auch der Bau eines Gasmotorenkraftwerks // Im Gespräch ist auch ein alternativer Standort in Hamburg Stellingen // zwischenzeitlich wurde eine Laufzeitverlängerung des alten Steinkohle-HKWs inkl. aufwändiger Modernisierungsmaßnahmen beschlossen // Investitionsentscheidung möglicherweise 2016 // Geplante Bauzeit 3 Jahre // Geplante Inbetriebnahme war zur Heizperiode 2017/2018 und wurde verschoben auf Mitte 2019	300 MW	2019	in Planung	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

 = unwahrscheinlich  = möglich  = wahrscheinlich  = sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 4/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 10.02.2016



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Griesheim (PQ Energy/ Blackstone) Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Investitionsvolumen circa 250 Mio. Euro // Kraftwerk soll im Industriepark Griesheim gebaut werden // Standort gesichert	500 MW	2019	keine Infos	
HKW Klingenberg, Berlin (Vattenfall) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Klage gegen immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid wurde Ende 2014 zurückgewiesen // Geplante IBN wurde um vier Jahre verschoben auf 2020 // Ausschreibung sollte ursprünglich 2014 erfolgen // Endgültige Entscheidung erst bei Rechtssicherheit und Wirtschaftlichkeit	300 MW	2020	in Planung	
Chemiepark Uerdingen, Krefeld (Trianel / Currenta und Partner) Baubeschluss erst nach Gesetz zur Einführung von Kapazitätsmechanismen bzw. bei Wirtschaftlichkeit, Trianel rechnet mit Ende 2014 // Projekt wurde um drei Jahre verschoben // Ca. 50 Unternehmen // haben Interesse an einer KW-Scheibe bekundet // Abgabe des Genehmigungsantrages erfolgte im Februar 2012 - wenige Monate später als geplant // immissionsschutzrechtlicher Vorbescheid wurde im Februar 2013 erteilt // weitere Schritte voraussichtlich ab Ende 2014	1200 MW	2020	in Planung	
Gundelfingen (PQ Energy/ Blackstone) Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet // Gundelfinger Stadtrat beschloss Aufstellung eines Bebauungsplans // Standort gesichert // Kooperation mit RWE wird geprüft	1200 MW	offen	keine Infos	
Oberrhein, Karlsruhe (MiRO und Trianel) Pläne zum Bau eines GuD mit Fernwärmeauskopplung wurden im August 2013 bekannt // Möglicher Ersatz für 20 km entferntes AKW Philippsburg 2, das 2019 vom Netz geht // Investitionsvolumen circa 900 Mio. Euro // Genehmigungsverfahren wird frühestens 2015 eingeleitet // IBN wurde verschoben auf nach 2020	1200 MW	offen	in Planung	
Grundremmingen (RWE) Möglicher Ersatz für ein Atomkraftwerk am gleichen Standort // Bauleitplanung wurde Ende 2014 eingereicht // Politik unterstützt das Vorhaben // RWE möchte sich z.Zt. nur die Option zum Bau sichern // Es gibt noch keine konkreten Absichten zum Bau	offen	offen	keine Infos	
Mecklar-Marbach, Ludwigsau (Dong Energy) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Iberdrola ist aus dem Projekt ausgestiegen und hat an Dong Energy verkauft // Dong Energy will sich nun ebenfalls zurückziehen und das Projekt verkaufen // // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf	1100 MW	offen	zum Verkauf	
Duisburg-Wanheim (Stadtwerke Duisburg) Entscheidung wurde verschoben // Das KW soll einen alten Steinkohleblock der Steag in Duisburg Walsum ersetzen // Umsetzung als Gemeinschaftskraftwerk	600 MW	offen	verschoben	
Chempark Marl (Infracor) Stadt Marl will 2012 Bebauungsplan aufstellen // Planungskonzept soll bis 2013 auf den Weg gebracht werden // Brennstoff noch offen, voraussichtlich aber nicht Kohle	600 MW	offen	keine Infos	
Weiher, Quierschied (Steag) Genehmigung liegt vor // Ersatz für ein altes Steinkohlekraftwerk // Gasleitung wird vorsorglich bereits gelegt // Entscheidung weiterhin offen	500 MW	offen	keine Infos	
Herne (Steag) Steag möchte seine Möglichkeiten „offen halten“ und entwickelt den Standort Herne weiter // Raumordnungsverfahren zum Bau einer Erdgasleitung eingeleitet // Genehmigung soll verlängert werden	offen	offen	keine Infos	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich = möglich = wahrscheinlich = sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 5/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 10.02.2016



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Sachsen-Anhalt, Calbe (GDF SUEZ Energie) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Keine aktuellen Informationen // Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt oder liegt auf Eis	400 MW	offen	keine Infos	
RDK 6S, Karlsruhe (EnBW) Repowering des bestehenden Blocks 6 zu einer GuD Anlage (RDK 6S) // Genehmigung erteilt // Umsetzung wurde verschoben	465 MW	offen	keine Infos	
Premnitz (EDF Deutschland) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Projekt wurde von Alpiq an EDF verkauft	400 MW	offen	keine Infos	
Meppen (unbekannt, ehemals NUON) Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf	450 MW	offen	keine Infos	
Lubmin (EWN Energiewerke Nord) Projekt wurde von Dong an EWN verkauft // Ende 2014 wurde jedoch beschlossen, dass Projekt nicht mehr länger zu entwickeln	1800 MW	-	aufgegeben	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich = möglich = wahrscheinlich = sehr wahrscheinlich/sicher

Hinweis

Sämtliche Informationen wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Die meisten Angaben basieren auf offiziellen Verlautbarungen der Projektentwickler sowie auf Veröffentlichungen von Behörden, Verbänden und Fachmedien. Teilweise wurde hiervon jedoch auch abgewichen; vor allem bei der Ermittlung der projektspezifischen Realisierungswahrscheinlichkeiten und der voraussichtlichen Inbetriebnahmejahre. Diese wurden von uns im Rahmen eines Experten-Reviews unter Berücksichtigung der aktuellen Informationslage und Rahmenbedingungen bestmöglich geschätzt (Best Guess Verfahren). Unter Inbetriebnahmejahr verstehen wir das Jahr der Aufnahme einer kommerziellen Stromerzeugung. Die Kraftwerke Duisburg Walsum 10, GuD Dow Stade, Hürth-Knapsack 2, Boxberg Block R, Neurath BoA 2 und 3, GuD Lingen, HKW Hannover, GuD Irsching 4, Trianel Lünen und EnBW RDK 8 werden nicht mehr aufgeführt, weil sie mittlerweile in Betrieb gegangen sind.



Kraftwerksprojekte gesamt

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW

Stand: 10.02.2016

Energieträger

-  Braunkohle
-  Steinkohle
-  Erdgas



Status

-  in Planung
-  in Bau
-  in Probebetrieb
-  in Betrieb

Hinweis

Sämtliche Informationen wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Die meisten Angaben basieren auf offiziellen Verlautbarungen der Projektentwickler sowie auf Veröffentlichungen von Behörden, Verbänden und Fachmedien. Teilweise wurde hiervon jedoch auch abgewichen; vor allem bei der Ermittlung der projektspezifischen Realisierungswahrscheinlichkeiten und der voraussichtlichen Inbetriebnahmejahre. Diese wurden von uns im Rahmen eines Experten-Reviews unter Berücksichtigung der aktuellen Informationslage und Rahmenbedingungen bestmöglich geschätzt (Best Guess Verfahren). Unter Inbetriebnahmejahr verstehen wir das Jahr der Aufnahme einer kommerziellen Stromerzeugung. Auf der Karte werden einige Projekte nicht aufgeführt, weil wir ihnen entweder nur noch eine sehr geringe Realisierungswahrscheinlichkeit von unter 10% geben oder weil sie abgesagt wurden.

Studien / Statistiken / Empfehlungen / Downloads

Agora Studie: Kohlekonsens 20140

<http://www.agora-energiewende.de/de/projekte/-agothem-/Projekt/projektdetail/122/Kohlekonsens+2040/>

Consentec Diskussionspapier zu §24 EEG

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgross-handelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2

LBD Artikel: Überschaubare Investition – schöner Ertrag

<http://www.lbd.de/cms/pdf-veroeffentl-fachpresse/1512-EM-Virtuelles-Kraftwerk.pdf>

BET Gutachten: Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel

http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Wedel.pdf

BBH Gutachten zu Atomrückstellungen

<http://www.bmw.de/DE/Themen/energie,did=697704.html>

acatech Stellungnahme zur Stromversorgung der Zukunft

<http://www.acatech.de/de/aktuelles-presse/presseinformationen-news/news-detail/artikel/akademien-veroeffentlichen-stellungnahme-zur-stromversorgung-der-zukunft.html>

BGR Energiestudie 2015 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit

http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energiestudie2015_Zusammenfassung.html?nn=1542288

BNetzA Monitoring Bericht 2015

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html

BNetzA Kraftwerkslisten (Stand 10.11.2015)

Übersicht

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Kraftwerksliste (Excel-Format)

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2015.xlsx

Zu- und Rückbauten von Kraftwerken

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueckbau_2015.xlsx

Bildnachweise

Wir bedanken uns bei allen Unternehmen für die freundliche Zurverfügungstellung der verwendeten Bilder!

Seite 1:	Block Fortuna (© Stadtwerke Düsseldorf) https://www.swd-ag.de/ueber-uns/presse/
Seite 2:	Kohlekraftwerk Neurath (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 3:	Maschinenhalle Block Fortuna (© Stadtwerke Düsseldorf) https://www.swd-ag.de/ueber-uns/presse/
Seite 13:	Freileitung (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 20:	Kohlekraftwerk Lünen (© Siemens) www.siemens.com/presse

IMPRESSUM

Verantwortlicher Herausgeber

Niels Schulz
Clarenbachstr. 208
50931 Köln
Tel: +49-221-63060151-0
Fax: +49-221-63060151-9
E-Mail: info@enerlytics.de

Redaktion

– Dipl.-Inf.-Wirt (FH) Niels Schulz
Enerlytics
– Tobias Wolff, M.A.

Abonnement

KRAFTWERKE INVEST erscheint vierteljährlich im PDF-Format und wird per E-Mail verschickt.

Eine Einzelnutzerlizenz kostet 400 € pro Jahr. Eine Mehrfachnutzerlizenz für bis zu 10 LeserInnen kostet 2.000 € pro Jahr und eine Unternehmenslizenz kostet 4.000 € pro Jahr (netto zzgl. MWSt.).

Haftungsausschluss und Copyright

Sämtliche Informationen im Newsletter KRAFTWERKE INVEST wurden mit höchster Sorgfalt erstellt.

Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden.

Alle Inhalte des Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung des Herausgebers unzulässig.

Dies gilt insbesondere für Veröffentlichungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

Redaktionsschluss: 10.02.2016

Veröffentlichung: 11.02.2016

Nächste Ausgabe: 02.06.2016

BESTELLUNG KRAFTWERKE INVEST

Einzelnutzerlizenz 400 €/ Jahr

Mehrfachnutzerlizenz (bis zu 10 LeserInnen) 2.000 €/ Jahr

Unternehmenslizenz 4.000 €/ Jahr

Name _____

Telefon _____

E-Mail _____

Unternehmen _____

Abteilung _____

Straße _____

PLZ und Ort _____

Datum _____ Unterschrift _____

Produktbeschreibung

Der Newsletter KRAFTWERKE INVEST erscheint vierteljährlich im PDF-Format und wird per E-Mail verschickt.

**Bitte per E-Mail an info@enerlytics.de
oder per Fax an +49-221-6306015-19**

Eine Einzelnutzerlizenz kostet 400 € pro Jahr. Eine Mehrfachnutzerlizenz für bis zu 10 LeserInnen kostet 2.000 € pro Jahr und eine Unternehmenslizenz kostet 4.000 € pro Jahr (netto zzgl. MWSt.).

Das Abonnement hat eine Laufzeit von 12 Monaten und verlängert sich jeweils um weitere 12 Monate, falls es nicht mit einer Frist von sechs Wochen zum Ende der jeweiligen Laufzeit gekündigt wird. Eine Bestellung kann ausschließlich durch gewerbliche Kunden erfolgen.