

Q1-2017

KRAFTWERKE INVEST

THEMENSCHWERPUNKTE

**AKTUELLE
KRAFTWERKS-
PROJEKTE**

**TECHNISCHE
ANALYSE STROM**

**KRAFTWERKS-
MARKT**

**AKTUELLE
ÜBERSICHTEN
UND KARTEN**

INHALTSÜBERSICHT

Aktuelle Kraftwerksprojekte
Technische Analyse Strom
KWKG- und EEG-Novelle
Versorgungssicherheit
Märkte und Politik
Projektübersicht
Kraftwerkskarte
Studien/ Statistiken/ Empfehlungen





Abschaffung vermiedener Netzentgelte bedroht Kraft-Wärme-Kopplung

Von Michael Riechel, Vorsitzender des Vorstands der Thüga Aktiengesellschaft



Der aktuelle Gesetzesentwurf zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur entzieht der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) die wirtschaftliche Grundlage. Er zielt darauf ab, die vermiedenen Netzentgelte bis 2018 drastisch zu reduzieren und bis 2030 auf null abzuschmelzen.

Richtigerweise haben bisher Betreiber von KWK-Anlagen die vermiedenen Netzentgelte erhalten, denn die dezentral betriebenen Anlagen tragen zur Vermeidung des Netzausbaus bei.

Der Vorstoß des Bundeswirtschaftsministeriums ist unverständlich, da das KWK-Gesetz in 2016 novelliert und den veränderten energiewirtschaftlichen Bedingungen angepasst wurde. Parteiübergreifend bestand Konsens, dass KWK ein wichtiger Baustein der Energiewende ist.

Sollten die vermiedenen Netzentgelte abgeschafft werden, dann muss eine zeitnahe Kompensation erfolgen. Andernfalls wird das Ausbauziel für KWK von 120 Terawattstunden bis 2025 nicht erreicht und ein Ausstieg aus dieser hocheffizienten und umweltfreundlichen Technologie ist vorprogrammiert.

Aktuelle Projektentwicklungen



Inbetriebnahmen

BERLIN - MERCEDES BENZ NIMMT BHKW IN BETRIEB

2017-01-30 | Mercedes Benz hat ein neues BHKW in Betrieb genommen. Das Kraftwerk deckt sowohl den Grundbedarf des Produktionsstandortes an Wärme sowie Teile des Strombedarfs ab und senkt den CO₂-Ausstoß damit jährlich um rund 3.800 Tonnen. Das Blockheizkraftwerk-Modul verfügt über 1.900 Kilowatt elektrische sowie 2.000 Kilowatt thermische Leistung und erreicht einen Wirkungsgrad von nahezu 90 Prozent. Eine zusätzliche Energiekosteneinsparung wird durch die Optimierung des Heizungsnetzes erreicht, welches im Zuge der Bauarbeiten erweitert wurde.

GIESSEN - TREA II IN BETRIEB GEGANGEN

2016-12-09 | Zur Erreichung der Unternehmensziele „Ausbau der Strom- und Wärmeeigenerzeugung“ und „Diversifizierung der eingesetzten Brennstoffe“ haben die Stadtwerke Gießen nach rund 16-monatiger Bauzeit eine zweite thermische Reststoffbehandlungs- und Energieverwertungsanlage (Trea II) in Betrieb genommen. Die Gesamtanlage kann Wärme und Strom erzeugen.

„Wir können sie im Bereich von 1,3 bis 5,5 MW elektrische Leistung fahren und damit flexibel auf den jeweiligen Strombedarf beziehungsweise die aktuelle Marktsituation reagieren“, erläuterte Matthias Fink, Leiter der Abteilung Wärmeversorgung bei den Stadtwerken.

Projekte in Bau

BEZREG GENEHMIGT DATTELN IV

2017-01-19 | Die Bezirksregierung Münster hat die immissionsschutzrechtliche Genehmigung für das 1.050 MW Steinkohlekraftwerk Datteln 4 erteilt. Mit dieser Genehmigung kann das Kraftwerk laut Uniper fertig gebaut werden und in Betrieb gehen.

Datteln 4 wird unter anderem Strom für das Bahnnetz erzeugen und mehr als 100.000 Haushalte rund um Datteln mit Fernwärme versorgen. Das neue Kraftwerk ersetzt mehrere ältere Uniper-Kraftwerke in der Region.

Schon heute befinden sich bereits mehr als 1.000 Bauarbeiter auf der bereits zu großen Teilen errichteten Anlage am Dortmund-Ems-Kanal in Nordrhein-Westfalen. Ein Teil der Arbeiten war bereits im März 2016 auf Basis einer Zulassung des vorzeitigen Baubeginns wieder aufgenommen worden. Unter anderem müssen nun das Brennstofflager, die Übergabebauwerke sowie die Vorrichtungen für die Schiffsentladung und die Reststoffbeladung noch gebaut bzw. fertiggestellt werden.

Eckhardt Rümmler, Chief Operating Officer von Uniper: „Ich freue mich über diese Entscheidung zu Jahresbeginn. Sie ist ein positives Signal für dieses über die Region hinaus wichtige Kraftwerk. Die Genehmigung ist auch das Ergebnis eines langen und intensiven Dialogs mit den Menschen und Entscheidern der Region. Unser Ziel ist es, möglichst bald unsere Kunden zuverlässig mit Fernwärme

und Strom aus Datteln zu versorgen.“

Die Inbetriebnahme soll im ersten Halbjahr 2018 erfolgen; es sei jedoch noch mit weiteren Klagen zu rechnen, die den Zeitplan durcheinander bringen könnten. Vor allem der BUND sieht weiterhin gravierende Mängel, betrachtet die Genehmigung als rechtswidrig und will weiter klagen.

Projekte in Planung

TWL BAUT KOMBINIERTES REGELKRAFTWERK

2017-01-12 | Die technischen Werke Ludwigshafen werden noch im ersten Quartal 2017 mit der Planung und dem Bau eines Regelkraftwerks bestehend aus Batterie und Gasturbine beginnen.

Das Regelkraftwerk besteht aus einer Batterie mit einer Leistung von acht MW und einer Gasturbine mit einer Leistung von fünf MW und soll auf dem Gelände des Ludwigshafener Fernheizkraftwerks errichtet werden.

Das Besondere an dieser Kombination: Das Batteriekraftwerk hat eine sehr kurze Reaktionszeit und kann innerhalb von Sekunden die geforderte Leistung zur Verfügung stellen. Dagegen reagiert die Gasturbine langsamer. Sie hat dafür jedoch eine unbegrenzte Kapazität und sorgt so für eine dauerhafte Bereitstellung von Energie. Gleichzeitig kann sie das Batteriekraftwerk wieder aufladen.

„Mit Hilfe des kombinierten Regelkraftwerks haben wir die Möglichkeit, Schwankungen im Netz sehr schnell über die Batterie und dauerhaft über die Gasturbine auszugleichen und sorgen so dafür, dass das Netz stabil bleibt“, erklärt Dr. Reiner Lübke, Technischer Vorstand von TWL. Dr. Hans-Heinrich Kleuker, Kaufmännischer Vorstand von TWL, ergänzt: „Das Regelkraftwerk ist ein weiterer Baustein zur sicheren Versorgung unserer Kunden.“

Für die Kombination aus Batteriekraftwerk und Gasturbine hat TWL ein Patent angemeldet, das bereits zur Prüfung zugelassen wurde. Realisiert wird das Projekt gemeinsam mit der Netzgesellschaft KNS mbH, einer 100-prozentigen Toch-

ter des Ludwigshafener Energieversorgers. TWL rechnet mit einer Bauzeit von ca. zwölf Monaten und investiert etwa sechs Mio. Euro in den Bau der Anlage. Zusätzlich erhält TWL 700.000 Euro aus Fördermitteln des BMWi im Rahmen des Forschungsprojekts „Schaufenster intelligente Energie – digitale Agenda für die Energiewende“, kurz SINTEG.

LEIPHEIM - GEPLANTES GAS- KRAFTWERK WIRD KLEINER

2017-01-09 | Die Stadtwerke Ulm haben die Kapazität für das geplante Gaskraftwerk in Leipheim auf 600 MW halbiert. „Aufgrund der verschärften Rahmenbedingungen haben wir das Projekt verkleinert“, sagte Sebastian Koch, Pressesprecher der Stadtwerke Ulm. Zur Zeit plane das Unternehmen nur noch mit einer Gasturbine mit 600 MW und nicht mehr eine Kombination von Gas und Dampf. Das Kraftwerk könne aber zu einem späteren Zeitpunkt entsprechend auf 1.200 MW erweitert werden. Eine Investitionsentscheidung gebe es aber weiterhin nicht.

STUTTGART - ENBW BAUT GASHEIZKRAFTWERK

2016-12-01 | Knapp eineinhalb Jahre nach Vorstellung des Projekts haben der Vorstand und der zuständige Ausschuss des EnBW-Aufsichtsrats den Bau eines rund 75 Mio. Euro teuren Gas-Heizwerks mit einer Wärmeleistung von bis zu 210 MW am Kraftwerksstandort in Stuttgart-Gaisburg beschlossen. „Mit dem Neubau investieren wir nicht nur langfristig in die moderne Fernwärmeversorgung für Stuttgart und das Neckartal. Durch die Umstellung von Kohle auf Gas leisten wir gleichzeitig einen erheblichen Beitrag zu

Umwelt- und Klimaschutz in der Landeshauptstadt.“, fasste EnBW-Vorstand Dr. Hans-Josef Zimmer die Bedeutung des Beschlusses zusammen.

Durch die jetzige Entscheidung liegt das Projekt weiterhin im angekündigten Zeitplan. Mit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung des Regierungspräsidiums Stuttgart rechnet die EnBW in den nächsten Wochen; anschließend können die Bauarbeiten beginnen. Nach voraussichtlich zwei Jahren Bauzeit sollen die neuen Anlagen Ende 2018 oder Anfang 2019 in Betrieb gehen. Sie bestehen aus vier Bausteinen: einem Gasheizwerk für die Fernwärme, einem Fernwärmespeicher, einer ebenfalls mit Gas befeuerten Anlage zur Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung) und einer Fernwärmestation.

Herzstück des Neubaus ist ein emissionsarmes und effizientes Gas-Heizwerk mit einer Wärmeleistung von bis zu 210 MW. Im Gesamtsystem der Erzeugungssstandorte Altbach, Münster, Marienstraße und Gaisburg ist auch die neue Anlage wieder für Spitzenzeiten und als Reserve eingeplant. Sie leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Fernwärmeversorgung für Stuttgart und das Neckartal.

Eine neuartige Ergänzung des Fernwärmesystems bildet der 39 Meter hohe Wärmespeicher. Darin können bis zu 300 MWh Wärmeenergie flexibel zwischengelagert und wieder abgegeben werden. Rechnerisch kann man Stuttgart allein mit diesem Puffer bis zu 15 Stunden lang mit Fernwärme versorgen.

Dritter Baustein ist eine Anlage zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung). Sie verfügt über eine Leistung von insgesamt 30 MW Wärme und 30 MW Strom. Die drei Gasmotoren ergänzen das neue Heizwerk bei der Fernwärme-Produktion

122 TWEETS // 218 FOLLOWER



@KW_Invest

und speisen zugleich Strom in das Netz ein. „Wir freuen uns, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen den Bau dieser hoch-effizienten und flexiblen Anlage möglich gemacht haben – trotz des ansonsten schwierigen Marktumfelds“, erklärte Projektleiterin Diana van den Bergh.

MAINZ - KMW VERGIBT AUFTRAG FÜR NEUES BHKW

2016-12-19 | Wärtsilä Energy Solutions aus Finnland hat den Auftrag zur Lieferung und Wartung des geplanten BHKWs auf der Ingelheimer Aue erhalten. Die Anlage mit einer Gesamtleistung von 100 MW soll ab 2018 bei der Sicherung und dem Ausbau der Strom- und Fernwärmeversorgung in der Region einen wichtigen Beitrag leisten.

Im November hatte die zuständige Genehmigungsbehörde SGD Süd der KMW die zum Bau der Anlage notwendige Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) erteilt und auch die Gremien der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG hatten vor einigen Wochen grünes Licht gegeben: Sowohl der Aufsichtsrat wie auch die beiden KMW-Aktionäre Mainzer Stadtwerke AG und ESWE Versorgungs AG befürworteten den Neubau eines Blockheizkraftwerks und den zusätzlichen Bau eines Fernwärmespeichers auf dem KMW-Gelände. Derzeit wird noch auf das Inkrafttreten des KWK Gesetzes gewartet, das nun nach der endgültigen Abstimmung mit der Europäischen Kommission, zum 1.1.2017 erfolgen soll. Die Weichen hierfür sind im aktuellen Gesetzgebungsverfahren gestellt.

Das Blockheizkraftwerk der KMW wird insgesamt zehn Motoren mit einer Leistung von jeweils rund zehn Megawatt umfassen – zusammen also etwa 100 MW. In diesen Motoren wird mit Erdgas Strom sowie Fernwärme für die Landeshauptstadt Mainz erzeugt. Zum Vergleich: Das bestehende GuD-Kraftwerk auf der Ingelheimer Aue hat eine Leistung von mehr als 400 MW.

Die Kosten des Blockheizkraftwerks belaufen sich auf etwa 100 Mio. Euro. Der Wartungsvertrag mit Wärtsilä wurde auf 15 Jahre abgeschlossen und sichert

langfristig die Verfügbarkeit der Anlage ab.

Ergänzend zu einem neuen Blockheizkraftwerk plant die KMW AG auch den Neubau eines Wärmespeichers auf dem Kraftwerksgelände in Mainz. In diesem kann die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme gespeichert werden, wenn sie nicht zeitgleich genutzt werden kann. Das bei mit der Stromproduktion gleichzeitig produzierte heiße Wasser wird in solchen Anlagen über Stunden und Tage gespeichert und bei Bedarf ins Fernwärmenetz abgegeben. Dadurch kann die Stromerzeugung im GuD-Kraftwerk oder im neuen Blockheizkraftwerk zeitlich weiter vom Fernwärmebedarf entkoppelt werden.

„Das Blockheizkraftwerk und der Fernwärmespeicher könnten mittelfristig bei der Sicherung und dem Ausbau der Fernwärmeversorgung in der Landeshauptstadt Mainz einen wichtigen Beitrag leisten, erläutern die KMW-Vorstände Dr. Lars Eigenmann, Stephan Krome und Ralf Schodlok. Nachdem jetzt die wichtigsten Verträge unterschrieben sind, könnte die Anlage auf der Ingelheimer Aue bis Herbst/Winter 2018 errichtet sein und anschließend in Betrieb gehen. Der Fernwärmespeicher soll ab Ende 2018 einsatzbereit sein. Hier ist noch keine Entscheidung gefallen, welcher Lieferant den Zuschlag erhält.

MODULARES KONZEPT SOLL HEIZKRAFTWERK WEDEL ERSETZEN

2016-12-13 | Die Gesellschafterversammlung der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (VWH) hat auf ihrer Sitzung am 12. Dezember 2016 Planungsmittel in Höhe von 5,5 Mio. Euro für ein modulares Konzept als Ersatz des Heizkraftwerks Wedel freigegeben.

Als Teil des favorisierten Konzepts soll die Müllverbrennungsanlage Rugenberger Damm (MVR) in Hamburg-Altenwerder mit einer neu zu errichtenden Fernwärmesammelleitung künftig Wärme in den Westen der Stadt liefern. Die neue Elbquerung bietet zudem die Möglichkeit, weitere Wärmepotenziale südlich der Elbe an das Fernwärmenetz der VWH anzuschließen. So soll unter anderem

der Bau einer Wärmepumpe am Standort Dradenau durch Hamburg Wasser weiter untersucht werden.

Als weitere Maßnahme soll die Anbindung des Standorts Stelling Moor an das zentrale Fernwärmenetz vorbereitet werden. Die Stadtreinigung Hamburg plant dort die Errichtung einer Recycling-Anlage sowie den Bau eines Biomasseheizkraftwerks.

Eine mögliche verbleibende Lücke zum vollständigen Ersatz der Wärmekapazität des Heizkraftwerks Wedel (390 MW) könnte durch den Zubau von gasgefeuerten Kapazitäten am Standort Haferweg und/oder Power-to-Heat-Anlagen südlich der Elbe geschlossen werden. „Der von den Gesellschaftern eingeschlagene Weg, vorhandene Wärmequellen zu erschließen und an das zentrale Fernwärmesystem Hamburgs anzuschließen, ist die bestmögliche Lösung für den Ersatz des Kohlekraftwerks Wedel. Die Balance von Wettbewerbsfähigkeit und Bezahlbarkeit der Wärme auf der einen Seite und einer weiteren Verbesserung der Umweltverträglichkeit auf der anderen Seite erfordert einen langfristig angelegten Umbauprozess“, sagt Pieter Wasmuth, Geschäftsführer der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH.

Die verschiedenen Komponenten des modularen Konzepts ermöglichen einen vollständigen Ersatz des kohlegefeuerten Heizkraftwerks Wedel aus dem Jahr 1961. Es versorgt heute rund 120.000 Wohneinheiten im Hamburger Westen mit Fernwärme.

Technische Analyse Strom Frontjahr Base - Wie sind die langfristigen Perspektiven und wo liegen die kurzfristigen Triggermarken für das Trading?



Von Stefan Küster, Chefredakteur bei EnergyCharts.de (Stand: 30.01.2017).

TECHNISCHE ANALYSE STROM FRONTJAHR BASE: PERFORMANCE LANG- UND MITTELFRISTIG (ROLLIEREND)



Das Strom Frontjahr Base in Abbildung 1 als rollierender Chart dargestellt begann im Juli 2008 seinen langfristigen Abwärtstrend bei 90,80 €/MWh. Nach einer über 4 Jahre hinweg andauernden Seitwärtsbewegung wurde im Januar 2013 die wichtige Unterstützungsmarke von 42,40 €/MWh in Begleitung eines deutlich anziehenden Volumens unterboten und der Abwärtstrend wurde bilderbuchmäßig fortgesetzt.

Im Februar 2016 wurde dann ein historisches Tief bei 20,65 €/MWh ausgebildet. Im Zuge eines sich ab diesem Zeitpunkt neu etablierenden Aufwärtstrendkanals konnte der langfristige Major-Abwärtstrend im Oktober 2016 nachhaltig nach oben hin überwunden werden (siehe Kreismarkierung). Mit diesem Durchbruch wurde ein aus Investorensicht langfristiges Kaufsignal generiert, welches das Underlying im November 2016 bis auf 35,80 €/MWh katapultierte.

Aus Sicht des rollierenden Preisverlaufs des Strom Frontjahres Base mehren sich mittlerweile jedoch die Anzeichen dafür, dass sich der neue Aufwärtstrend zunächst nicht weiter fort-

setzen und eine längere Konsolidierungsphase bevorstehen könnte. Denn der Basekontrakt fiel Mitte Januar 2017 wieder unter die Unterstützung bei 31,15 €/MWh und unter die psychologisch runde 30 €/MWh-Marke zurück. In dieser Gemengelage generierte der Wochen-MACD ein Verkaufssignal und die untere Begrenzung des dargestellten Aufwärtstrendkanals gerät aktuell in ernsthafte Bedrängnis.

Dem Jahreskontrakt stellt sich nun ein bedeutendes Unterstützungscluster in den Weg, welches durch die einfach geglättete 38-Wochenlinie, die unteren Trendkanalbegrenzung bei derzeit 28,42 €/MWh und den ehemaligen langfristigen Abwärtstrend (schwarz gestrichelt) gebildet wird. Fällt der Jahresfuture unter diese Demarkationszone zurück, würde sich die Lage erheblich eintrüben und Preisnachlässe bis in den Bereich von 25 €/MWh wären möglich.

Unterhalb von 25 €/MWh dürfte sich der dann bereits vorherrschende Verkaufsdruck noch einmal erheblich verstärken und es wäre nicht auszuschließen, dass in diesem Fall auch das Tief bei 20,65 €/MWh erneut angelaufen werden kann.

Die Strombullen dürften mittelfristig wieder optimistischer in die Zukunft blicken können, wenn es gelingt, die psychologisch runde Marke von 30 €/MWh und darüber hinaus den Bereich bei 31,15 €/MWh zurückzuerobieren. Ein Überschreiten des seit dem Hoch bei 35,80 €/MWh herausbildenden kurzfristigen Abwärtstrends macht den Weg frei, um dieses Hoch erneut in Angriff zu nehmen. Gelingt in diesem Atemzug auch die Herausnahme der 35,80 €/MWh-Marke, wären Preiszuwächse bis auf knapp 40 €/MWh nicht verwunderlich.

Fazit: Der Strommarkt hat seinen langfristigen Abwärtstrend im vergangenen Jahr beenden können. Dieser wurde nun von einem seit einem Jahr bestehenden Aufwärtstrendkanal abgelöst, welcher nach wie vor Gültigkeit besitzt. Solange dies der Fall ist und die untere Trendkanalbegrenzung nicht durchbrochen wird, bestehen mittel- bis langfristig weiter Chancen auf der Longseite.

Aufgrund einer sich jedoch negativ zeigenden Indikatorenlage seitens des trendfolgenden Wochen-MACD, sollte von den Strombullen ein Rückfall in den beschriebenen langfristigen Abwärtstrend seit Juli 2008 unbedingt verhindert werden. Bei einem erneuten Abrutschen unter diesen Trend dürfte die Marke von 25 €/MWh in den Mittelpunkt des Interesses rücken. Denn unterhalb von 25 €/MWh gerät das Tief bei 20,65 €/MWh wieder verstärkt in den Fokus der Marktteilnehmer.

TECHNISCHE ANALYSE STROM FRONTJAHR BASE: PERFORMANCE KURZFRISTIG/TRADING (PHYSISCH)



Nachdem das Strom Cal 18 Base bei 31,50 €/MWh seine bisher letzten Hochs zum dritten Mal innerhalb von drei Monaten markiert hat, begab sich der Kontrakt Ende Januar erneut auf Talfahrt. Im Rahmen dieser technisch bedingten Verkaufsbewegung wurden die kurzfristigen Aufwärtstrends der dargestellten Dreiecksformationen nach unten hin durchbrochen. Dies sollte für bestehende Longpositionen als ernstzunehmendes Warnsignal interpretiert werden, denn die Abfolge steigender Tiefs als eine Grundvoraussetzung für einen gültigen Aufwärtstrend ist damit nicht mehr gegeben.

Das ausgebliebene Hoch oberhalb von 31,50 €/MWh enttäuscht die Bullen dabei gleichermaßen. Die Trendanalyse hat sich damit aus Trading-Gesichtspunkten wieder verschlechtert, denn die kurzfristigen Trends sind abwärts und die übergeordneten langfristigen Trends aufwärtsgerichtet (siehe Performance

lang- und mittelfristig (rollierend)).

In diesem Zusammenhang ist allerdings anzumerken, dass der Wochenclose vom 27.01.2017 bei 29 €/MWh das Zwischentief vom 17.01. bei 29,25 €/MWh unter Anwendung der 1% Regel zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht nachhaltig unterschritten hat. Hierfür wäre ein Tagesschlusskurs von unter 28,95 €/MWh erforderlich, womit gleichzeitig eine weitere psychologisch runde Marke aus dem Spiel genommen werden würde.

Für die Trading-Bullen ist also noch nicht jeder Hoffungs-schimmer verloren, jedoch sollte unter charttechnischen Gesichtspunkten unterhalb von 28,95 €/MWh davon ausgegangen werden können, dass auch das Tief vom 09.01.2017 bei 28,15 €/MWh angelaufen wird, wenn zuvor das untere Bollinger Band bei 28,42 €/MWh den Bären zum Opfer fällt. Unterhalb von 28,15 €/MWh trüben sich die Aussichten aufgrund einer komplettierten oberen Umkehr zusätzlich weiter ein. Die einfach geglättete 200-Tagelinie, derzeit bei 26,93 €/MWh verlaufend, sollte dann in den Fokus der Händler geraten.

Die Strombullen dürften erst wieder optimistischer in die Zukunft blicken können, wenn es gelingt, das mittlere Bollinger Band bei derzeit 29,86 €/MWh auf Tagesschlusskursbasis zu überwinden. Eine Rückeroberung des skizzierten Aufwärtstrends würde indes die Triple-Highs bei 31,50 €/MWh wieder als Kursziel definieren.

Fazit: Kurzfristig weiter bearish unterhalb von 28,95 €/MWh mit Kursziel unteres Bollinger Band bei 28,40 €/MWh. Eine Teileindeckung einer Shortposition könnte auf diesem Level in Erwägung gezogen werden. Unterhalb von 28,15 €/MWh verstärkt sich das Verkaufsinteresse in Richtung 200-Tagelinie bei aktuell 26,93 €/MWh.

Optimistischer wird es wieder oberhalb des mittleren Bollinger Bandes bei 29,86 €/MWh auf Tagesschlusskursbasis. Bei Rückeroberung des mittelfristigen Aufwärtstrends seit Dezember letzten Jahres dürfte es wieder in Richtung 31,50 €/MWh hinauf gehen können.

Die Charts wurden mit Tradesignal erstellt. Tradesignal® ist eine eingetragene Marke der Tradesignal GmbH. Nicht autorisierte Nutzung oder Missbrauch ist ausdrücklich verboten. Daten von Thomson Reuters Eikon.

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

KWKG- und EEG-Novelle

EU GENEHMIGT EEG UND NETZRESERVE

2016-12-20 | Die Europäische Kommission hat zentrale Bausteine der Energiewende beihilferechtlich bestätigt: das EEG 2017 und die Netzreserve. Teil der Genehmigung ist auch das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). Mit der Genehmigung kann das EEG 2017 wie geplant am 1. Januar 2017 in Kraft treten. Damit herrscht Rechtssicherheit über das künftige Förderregime, das mit der Umstellung auf Ausschreibungen die Erneuerbaren Energien fit für den Markt und damit für die nächste Phase des Erneuerbaren-Ausbaus macht. Ab 2017 wird die Höhe der Förderung nicht mehr staatlich festgesetzt, sondern durch Ausschreibung am Markt ermittelt.

Neben der Genehmigung des EEG 2017 und des Windenergie-auf-See-Gesetzes hat die Europäische Kommission ebenfalls grünes Licht für die sogenannte Netzreserve gegeben. Die Netzreserve sichert die Stabilität des Stromnetzes und damit die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Sie ist zeitlich und größenmäßig an regionalen Netzeengpässen orientiert. Zudem ist auch die Kostenerstattung für Anlagen in der Netzreserve angepasst und damit für die Praxis klar geregelt worden.

BUNDESRAT STIMMT ENERGIE-VORHABEN ZU

2016-12-16 | Der Bundesrat hat zwei zentralen Energievorhaben zugestimmt. Zum einen dem Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung. Zum anderen der Umsetzung des zwischen dem Bundeswirtschaftsminister und EU-Wettbewerbskommissarin Vestager vereinbarten Energiepaketes aus dem Sommer mit Änderung von Bestimmungen zur Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung. Zuvor hatte der Bundestag am 15.12.2016 diese Gesetzgebungsvorhaben in zweiter und dritter Lesung verabschiedet.

Die Energieversorgungsunternehmen sind und bleiben als Verursacher verantwortlich für die gesamte Abwicklung und Finanzierung der Bereiche Stilllegung, Rückbau und fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle. Die Rückstellungen in den Bilanzen der Unternehmen hierfür werden transparenter sein als bisher. Der Bund erhält erstmals das Recht, regelmäßig die Kostenschätzungen und Liquiditätsplanungen der Betreiber einzusehen. Die Bundesregierung wird dem Deutschen Bundestag hierzu regelmäßig berichten.

Zudem wird eine langfristige Konzernhaftung eingeführt, die unabhängig von den konkreten konzerninternen Strukturen und deren Veränderungen besteht. Auf der anderen Seite wird ein staatlicher Fonds errichtet, um die Zwischen- und Endlagerung zu finanzieren. Die Betreiber der Kernkraftwerke müssen zum 1. Juli 2017 den Grundbetrag von rund 17 Mrd. Euro an den Fonds überweisen. Sie können zudem gegen die Zahlung eines Risikoaufschlags von rund sechs Mrd. Euro die Haftung für Zins- und Kostenrisiken endgültig auf den Staat übertragen. Der staatliche Fonds wird die Aufgabe haben, den Gesamtbetrag von rund 23 Mrd. Euro in den nächsten Jahrzehnten zu verwalten, sicher anzulegen und für die nukleare Entsorgung einzusetzen. Das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung kann nun nach Abschluss der beihilfenrechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission nächstes Jahr in Kraft treten.

Die Neuregelungen zur Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung enthalten im Kern folgende Punkte:

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG): Die Förderung für mittelgroße KWK-Anlagen zwischen 1 und 50 MW elektrischer Leistung und für innovative KWK-Systeme wird in Zukunft ausgeschrieben. Die Eckpunkte hierfür sind im Gesetz enthalten, die Details zur Umsetzung wird eine Verordnung Mitte 2017 regeln. Die Ausschreibungen sollen im Winter 2017/18 beginnen. Die Privilegierung der stromkostenintensiven Industrie von der KWKG-Umlage wird an die Besondere

Ausgleichsregelung im EEG 2017 angepasst: Wer einen Begrenzungsbescheid auf der Grundlage des EEG hat, wird dann auch nach dem KWKG entlastet.

Eigenversorgung (EEG):

Der Eigenverbrauch bleibt bei Bestandsanlagen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Erst nach einer substanziellen Modernisierung werden Bestandsanlagen dauerhaft um mindestens 80 % entlastet, d.h. sie zahlen grundsätzlich höchstens 20 % der EEG-Umlage.

Für Neuanlagen ändert sich gegenüber dem EEG 2014 nichts, d. h. die Eigenversorgung wird bei Neuanlagen grundsätzlich mit der vollen EEG-Umlage belastet und reduziert sich bei neuen EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen auf 40 % der EEG-Umlage.

Die Regelungen zur Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung sollen am 1. Januar 2017 in Kraft treten.

Versorgungssicherheit

STEAG - SAARLÄNDISCHE KRAFTWERKE SYSTEMRELEVANT

2017-01-20 | Nachdem Steag fünf Kraftwerksblöcke zur Stilllegung angemeldet hatte, hat der Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH zwei der Kraftwerksblöcke als systemrelevant eingestuft: Die im Saarland gelegenen Kraftwerke Bexbach und Weiher sind damit aufgefordert ihre Betriebsbereitschaft aufrecht zu erhalten und bleiben am Netz. Die ebenfalls zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerksblöcke West 1 und 2 sowie Herne 3 in NRW wurden hingegen als nicht systemrelevant eingestuft. Diese im Ruhrgebiet beheimateten Blöcke werden somit gemäß Beschluss der Steag-Geschäftsführung im März bzw. Juni 2017 endgültig stillgelegt.

Im November vergangenen Jahres hatte Steag aufgrund der durch das politisch veränderte Marktumfeld sowie das anhaltend niedrige Strompreinsniveau die Kraftwerksblöcke in NRW zur endgültigen und die beiden Blöcke im Saarland zur vorläufigen Stilllegung angemeldet. Bei einer Stilllegung der Kraftwerke Bexbach und Weiher wäre eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu erwarten, begründet Amprion die Bedeutung der beiden saarländischen Steinkohlekraftwerke. Um das zu vermeiden, wurde Steag in einem offiziellen Schreiben aufgefordert, die Betriebsbereitschaft dieser beiden Kraftwerke zunächst bis Anfang November 2019 aufrecht zu erhalten. Bexbach und Weiher werden im Einsatz im Redispatch benötigt, um die Netzstabilität zu sichern.

In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur hatte der Übertragungsnetzbetreiber Amprion in den vergangenen drei Monaten die Systemrelevanz der von Steag zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke im Rahmen einer Systemanalyse geprüft. Das Steinkohlekraftwerk Bexbach verfügt über eine Bruttoleistung von 780 MW, das Steinkohlekraftwerk Weiher, hält eine Bruttoleistung von 724 MW bereit.

Durch die endgültige Stilllegung der drei Kraftwerksblöcke in NRW reduziert Steag ihre inländische Steinkohle-Erzeugung um rund 1.000 MW. Steag betreibt weiterhin eine Kraftwerksleistung in Deutschland von über 5.000 MW.

DUISBURG - HKW 1 BLEIBT LÄNGER IN BETRIEB

2017-01-13 | Die Stadtwerke Duisburg werden ihr Heizkraftwerk Duisburg-Hochfeld (HKW 1) etwas später als geplant vom Netz nehmen. Ursprünglich war geplant, HKW 1 noch in diesem Jahr stillzulegen. Nun soll die endgültige Stilllegung zum Ende der Heizperiode 17/18, also Ende März 2018 erfolgen. Ein entsprechender Antrag wurde bereits bei der Bundesnetzagentur gestellt. Die wegfallenden Mengen werden zukünftig durch die Fernwärmeschiene Niederrhein und eines noch zu errichtenden Fernwärmespeichers in Duisburg-Wahnheim kompensiert.

LEAG DARF BRANDENBURGER GASKRAFTWERK NICHT STILLLEGEN

2016-12-20 | Nach Überzeugung der Bundesnetzagentur sind wesentliche Teile des Brandenburger Gasturbinenkraftwerks Thyrow der Leag systemrelevant. Auf Anforderung der Behörde und des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz hält der Lausitzer Kraftwerksbetreiber fünf der acht Gasturbinen und den Erdgasröhrenspeicher des Gasturbinenkraftwerkes in Reserve.

Neben dem Gasturbinenkraftwerk Thyrow sind auch die Lausitzer Braunkohlekraftwerke Bestandteile des Netzwiederaufbaukonzeptes des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz. Im ersten Schritt gehen bei einem Blackout die Gasturbinen des Kraftwerks Thyrow wieder ans Netz. Sie bereiten den Weg für den zweiten Schritt, die Stromeinspeisung aus dem 3.000-MW-Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde vor. Erst durch diese Leistung wird im dritten Schritt der schrittweise Netzwiederaufbau möglich. Die systemrelevanten Anlagen werden zunächst bis Mitte 2018 einsatzbereit gehalten und dürfen in dieser Zeit nicht am Strommarkt teilnehmen.

Die nicht als systemrelevant eingestuft Anlagenteile am Kraftwerksstandort Thyrow sollen nicht ungenutzt bleiben. „Die verbleibenden Gasturbinen wären beispielsweise geeignet und verfügbar für Pilotprojekte zur Speicherung erneuerbarer Energie. Da sind wir an Kooperationen und dem Aufbau einer geeigneten Infrastruktur sehr interessiert“, so Frank Mehlow, Leiter Energiewirtschaft bei Leag.

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.

Politik und Märkte

BESTANDSSCHUTZ FÜR SCHEIBENPACHTMODELLE

2017-01-30 | Nach Auffassung der Bundesnetzagentur soll bei einem Scheibenpachtmodell das Eigenstromprivileg nicht greifen. Als Reaktion darauf wurde auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses eine privilegierende Übergangsregelung für solche Gestaltungen in das EEG 2017 aufgenommen. Diese Übergangsregelung wird allerdings ausdrücklich unter den Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission gestellt.

Die Kritik der Bundesnetzagentur bezog sich im Kern darauf, dass der für das Eigenstromprivileg maßgebliche Betrieb der Stromerzeugungsanlage als solcher entscheidend sei und nicht von vertraglichen Gestaltungen abhängen. Nach Auffassung der Behörde liegt in der derartigen Fällen die maßgebliche Betreibereigenschaft entweder bei dem Betriebsführer des Kraftwerks oder bei der aus den Pächtern gebildeten Betreiber-gesellschaft, die personenverschieden von den verbrauchenden Einzelgesellschaften sei. Deshalb komme eine EEG-Umlagebefreiung für die Pächter grundsätzlich nicht in Betracht.

Mit der Einführung der Übergangsregelung verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, Unternehmen zu entlasten, die aufgrund einer unklaren Rechtslage vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 davon ausgegangen waren, dass in bestimmten Konstellationen keine umlagepflichtige Stromlieferung, sondern eine umlagebefreierte Eigenerzeugung aus anteilig genutzten Erzeugungskapazitäten an einer Stromerzeugungsanlage vorlag.

Nach § 104 Absatz 4 EEG 2017 können nunmehr Unternehmen, die eine Kraftwerksscheibe gepachtet haben, für Stromlieferungen aus diesem Kraftwerk die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für den vor dem 1. August 2014 gelieferten Strom verweigern. Dasselbe gilt für die danach gelieferten Eigenstrommengen bei einer unveränderten Fortführung des Scheibenpachtmodells und des Eigenerzeugungskonzeptes. Der Bestandsschutz entfällt allerdings, wenn

das Kraftwerk nach dem 1. August 2014 erneuert, ersetzt oder erweitert worden ist.

Um dieses Ergebnis zu erzielen, arbeitet der Gesetzgeber mit einer gesetzlichen Fiktion: Ein anteiliges vertragliches Nutzungsrecht an einer bestimmten Erzeugungskapazität gilt als eigenständige Stromerzeugungsanlage, wenn und soweit der Letztverbraucher diese wie eine Stromerzeugungsanlage betrieben hat. Der Bestandsschutz greift allerdings – auch rückwirkend – nur dann, wenn bis zum 31.05.2017 eine entsprechende Meldung abgegeben wird.

KABINETT BESCHLIESST NEMOG

2017-01-25 | Das Bundeskabinett hat dem von Bundeswirtschaftsminister Gabriel vorgelegten Entwurf des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) zugestimmt. Das Gesetz passt die vermiedenen Netzentgelte schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende an. Dabei handelt es sich um Zahlungen für dezentrale Einspeisungen, die aus den Netzkosten finanziert werden.

Bundesminister Sigmar Gabriel: „Das Gesetz ist ein weiterer wichtiger Schritt für mehr Kostengerechtigkeit bei den Netzentgelten. Die schrittweise Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte dämpft bundesweit die Netzkosten. Zugleich wirkt sie gegen die Spreizung der Netzentgelte in Deutschland. Denn die Netzgebiete in Deutschland sind in unterschiedlich hohem Maße von den vermiedenen Netzentgelten betroffen.“

Der Gesetzentwurf enthält eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte in drei Schritten: 2017/2018 werden die Berechnungsgrundlagen korrigiert. Sodann sollen ab 2018 für Anlagen mit volatiler Stromerzeugung und ab 2021 für alle anderen Anlagen die Zahlungen für Neuanlagen vollständig und für Bestandsanlagen schrittweise über 10 Jahre abgeschafft werden.

Seitens der Verbände der Energiewirtschaft wurde das Gesetz stark kritisiert und als überstürzt bezeichnet. „Mit der heutigen Entscheidung drohen dezentralen Kraftwerken drastische Erlöseinbußen. Damit riskiert die Bundesregierung, dass ausgerechnet steuerbare und flexible dezentrale Stromerzeuger aus dem Markt gedrängt werden. Die Bundesregierung verkennet so vor allem den systemstabilisierenden Beitrag steuerbarer Erzeugungsanlagen. Eine verlässliche Energiepolitik sieht anders aus“, sagte Stefan Kapferer, Vorsitzender der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

Kapferer weiter: „Nach langem Ringen konnten Bundeswirtschaftsministerium und EU-Kommission sich im vergangenen Jahr auf eine rechtssichere Förderung der KWK einigen. Nun wird ohne Not die Wirtschaftlichkeit insbesondere der dezentralen und für die Energiewende so wichtigen KWK erneut in Frage gestellt. Auf dieser Grundlage sind die KWK-Ziele und damit die zusätzlichen CO₂ Einsparungen nicht zu erreichen.“ Zudem hätten Betreiber im Vertrauen auf geltendes Recht in der Vergangenheit hohe Investitionen in Netzanschlusseinrichtungen investiert, welche durch die neuen Regelungen nun vollständig entwertet werden.

Der VKU kritisiert vor allem die geplante ersatzlose Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE). Diese sollen sukzessive reduziert und schließlich abgeschafft werden. Derzeit werden vNNE sowohl für steuerbare Erzeugung, wie die Kraft-Wärme-Kopplung, als auch für volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien, gewährt. Aus Sicht des VKU ist es falsch, die vNNE für steuerbare Anlagen abzuschaffen, denn genau diese sorgen für Systemstabilität und Versorgungssicherheit. Im Gegensatz zu Erneuerbare-Energien-Anlagen können sie Strom auch dann last- und verbrauchsnahe produzieren, wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht. Durch die Nähe von Erzeugung und Verbrauch vermindern sie effektiv den Ausbaubedarf an Übertragungsnetzen.

Reiche: „Das Ziel muss sein, solche Anlagen stärker zu honorieren, die ihren

Strom nahe am Verbrauchsort erzeugen und damit den Netzausbau vermeiden. Diese Eigenschaften sind für die sichere Energieversorgung von zentraler Bedeutung. Das gilt ganz besonders für KWK-Anlagen, die nicht nur Strom, sondern auch Wärme klimafreundlich erzeugen. Der Gesetzentwurf gefährdet das finanzielle Auskommen vieler Anlagen, deren Wirtschaftlichkeit gerade erst durch das KWKG wieder hergestellt worden ist. Dem Klimaschutz wird damit ein Bärendienst erwiesen.“

KEINE STEUER AUF EIGENVERBRAUCH

2017-01-25 | Betreiber von kleineren KWK- und größeren Erneuerbaren-Anlagen bis zu einer Leistung von 2 MW müssen auch künftig für selbsterzeugten und verbrauchten Strom keine Stromsteuer zahlen. Das will die Frankfurter Allgemeine Zeitung aus Koalitionskreisen erfahren haben. Bundesfinanzminister Wolfgang Schäuble (CDU) hatte im vergangenen Jahr angekündigt, für den Eigenverbrauch künftig die Stromsteuer zu verlangen. Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel (SPD) als auch die Solarbranche hatten darauf Protest eingelegt und konnten sich nun offensichtlich durchsetzen. Danach bleibt der Eigenverbrauch auch künftig von der Stromsteuer befreit, die derzeit 2,05 Cent pro Kilowattstunde beträgt. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) begrüßte die Entscheidung. „Eine Ausdehnung der Besteuerung auf Solaranlagen hätte viele sinnvolle Lösungen, etwa für den Eigenverbrauch, gefährdet“, erklärte BNE-Geschäftsführer Robert Busch.

KOHLEBRANCHE FORDERT FAIRE RAHMENBEDINGUNGEN

2017-01-13 | In Deutschland steht die Steinkohleverstromung lt. des Vereins der Kohlenimporteure e.V. (VDKi) unter Druck. 2016 ist der Anteil von Gas an der Stromerzeugung von 10 Prozent auf 12 Prozent gestiegen, während die Steinkohle mit 17 Prozent einen Prozentpunkt abgegeben hat. Zwar war die Stromerzeugung aus Erdgas 2016 erstmals kurzzeitig wettbewerbsfähig mit Steinkohle, und es war viel Gas auf dem Markt, doch

war der Monat Oktober mit den höchsten Erdgasimportmengen seit dem Jahr 2000 zugleich auch der Monat mit den höchsten Gaspreisen des Jahres.

Ursache für die Anteilsverschiebungen ist lt. VDKi hauptsächlich die Subventionierung von Erdgas durch das neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2016. Während der Verbrauch der Steinkohlenkraftwerke um gut 6 Prozent auf 36,4 Mio. t SKE zurückging, werden die Importe Schätzungen des Vereins zu Folge um 4 Prozent oder 2,5 Millionen t zurückgehen.

Obwohl 2016 der Verbrauch von Stein- und Braunkohle um 4 bzw. 2,6 Prozent gesunken ist, sind die energiebedingten Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen um 0,9 Prozent gestiegen, weil sich der Verbrauch von Mineralöl um 1,8 Prozent und der von Erdgas um 10,2 Prozent erhöht hat.

Die Energiewende könne nur erfolgreich sein, wenn auch der Verkehrs- und Wärmesektor in den Europäischen Emissionshandel mit einbezogen werden. Die Effekte eines Auslaufgesetzes wären im globalen Rahmen praktisch nicht messbar, der wirtschaftliche Schaden in Deutschland hingegen enorm. Deutschlands europäischen Nachbarn könnten im Rahmen des Emissionshandels ihre Emissionen erhöhen. Auf europäischer Ebene wäre der Effekt für das Weltklima null.

Trotz Wirtschaftswachstums ist der weltweite Ausstoß an CO₂ aus fossilen Brennstoffen das dritte Jahr in Folge kaum gestiegen. Steigende globale Methanemissionen gefährden dagegen das Weltklima. In den Vereinigten Staaten von Amerika sind die Methanemissionen massiv angestiegen, seit dort Schiefergas gefördert wird. Die amerikanischen Methanemissionen haben wissenschaftlichen Untersuchungen zufolge zu 30 bis 60 Prozent zum Anstieg der globalen Methankonzentration in der Atmosphäre beigetragen.

Gasmotoren sind weniger verschleißanfällig als Gasturbinen, aber teuer. Steinkohlekraftwerke seien hingegen ideal in der Teillast einsetzbar. VDKi-Vorsitzender Dr. Cieslik: „Es macht keinen Sinn, neben dem bestehenden und neben dem subventionierten Kraftwerkspark aus erneuerbaren Energieträgern noch

einen Kraftwerkspark aus subventionierten Erdgaskraftwerken aufzubauen.“

EUGH VERHANDELT ÜBER MOORBURG

2017-01-12 | Das Kohlekraftwerk in Moorborg beschäftigt nun auch den Europäischen Gerichtshof. Die EU-Kommission verklagt Deutschland, weil ihrer Ansicht nach bei der Genehmigung des Kraftwerks gegen EU-Umweltschutz-Richtlinien verstoßen wurde.

Hintergrund ist, dass der Betreiber Vattenfall für den Betrieb seines Kohlekraftwerks Wasser aus der Elbe entnehmen darf. Das hat die Hamburger Umweltbehörde erlaubt, weil das Unternehmen im Gegenzug einige Kilometer elbaufwärts vor Geesthacht eine große Fischtreppe bauen ließ. Die EU-Kommission beklagt nun, dass die Stadt die möglichen Umweltschäden viel stärker hätte untersuchen müssen. In der mündlichen Verhandlung am EuGH werden zunächst noch einmal die Argumente ausgetauscht. Juristen der EU-Kommission treten gegen Juristen aus dem Bundeswirtschafts- und Justizministerium an. Ein Urteil wird es frühestens in ein paar Monaten geben, erklärte ein EuGH-Sprecher.

DENA PLÄDIERT FÜR STÄRKUNG VON PUMPSPEICHERN

2017-01-10 | Die Deutsche Energie-Agentur (dena) empfiehlt, die Rahmenbedingungen für Pumpspeicherwerke zu verbessern. Pumpspeicherwerke könnten bei einem starken Überangebot von Strom aus schwankenden Quellen wie Wind- und Solarenergie maßgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen, da sie überschüssige Energie in großen Mengen aufnehmen und in Zeiten geringeren Stromangebots abgeben. Es gelte jetzt, die Rahmenbedingungen für Stromspeicher weiterzuentwickeln, um einen wirtschaftlichen Betrieb auch in Zukunft zu sichern. Pumpspeicherwerke würden zum Beispiel über die sogenannte Letztverbraucherregelung mit nicht sachgerechten Abgaben belastet. „Pumpspeicherwerke und andere Speichertechnologien sind unverzichtbar für

die Integration volatiler erneuerbarer Energien“, sagt Andreas Kuhlmann, Vorsitzender der dena-Geschäftsführung. „Sie wirken als Puffer zum Ausgleich von Schwankungen des Stromangebots und der Nachfrage. Außerdem tragen sie maßgeblich zur Netzstabilität insgesamt bei. Damit wir diese Schlüsseltechnologie für die Energiewende in vollem Umfang nutzen können, müssen wir jetzt günstige Rahmenbedingungen schaffen und möglichst auch Investitionen in neue Anlagen anregen. Es ist zum Beispiel nicht sinnvoll, Speicher als Letztverbraucher einzustufen und sie mit nicht sachgerechten Entgelten und Umlagen über Gebühr zu belasten. Leider wurde dies bei der aktuellen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht angemessen berücksichtigt. Stromspeicher sollten im Energiewirtschaftsgesetz als eigenes Element definiert und von allen Letztverbraucherabgaben befreit werden.“

Pumpspeicherwerke stellen gesicherte Leistung bereit und können wichtige Systemdienstleistungen erbringen. Hierzu zählen unter anderem die Bereitstellung von Regelleistung, mit der unvorhergesehene Schwankungen im Netz kurzfristig ausgeglichen werden können; die Bereitstellung von Blindleistung, um die Spannung stabil zu halten; die sogenannte Schwarzstartfähigkeit und deren Nutzen für das Engpassmanagement der Stromnetze im Redispatch.

Um Lösungsvorschläge für eine sinnvolle Integration von Pumpspeicherwerken in das Energiesystem zu erarbeiten, hat die dena die Plattform Pumpspeicherwerke gegründet. Partner sind unter anderem Kraftwerksbetreiber, Anlagenbauer,

Energieversorger und Netzbetreiber. Mit ihrer Initiative bringt die dena wichtige Unternehmen unterschiedlicher Branchen zusammen und bündelt das Know-how. Auf der Agenda stehen insbesondere die Erarbeitung gemeinsamer Positionen für die künftige Rolle von Pumpspeichern im Energiesystem, die Identifikation von Herausforderungen, Stellungnahmen zu aktuellen Fragestellungen sowie Veranstaltungen und Dialogangebote.

VATTENFALL ÜBERGIBT ERSTE VON ZWEI ABFALLVERBRENNUNGSANLAGEN AN STEAG

2017-01-09 | Die Essener Steag GmbH hat die Anteile des Energieversorgers Vattenfall an der Thermischen Abfallbehandlung Lauta (T.A. Lauta, 74,9%) in Sachsen übernommen. An der Anlage in Lauta hielt STEAG bereits 25,1%.

Der Vollzug der Übernahme der zweiten Anlage, das Industriekraftwerk (IKW) Rüdersdorf in Brandenburg, ist für das zweite Quartal 2017 geplant. Über die Kaufsumme beider Transaktionen wurde Stillschweigen vereinbart.

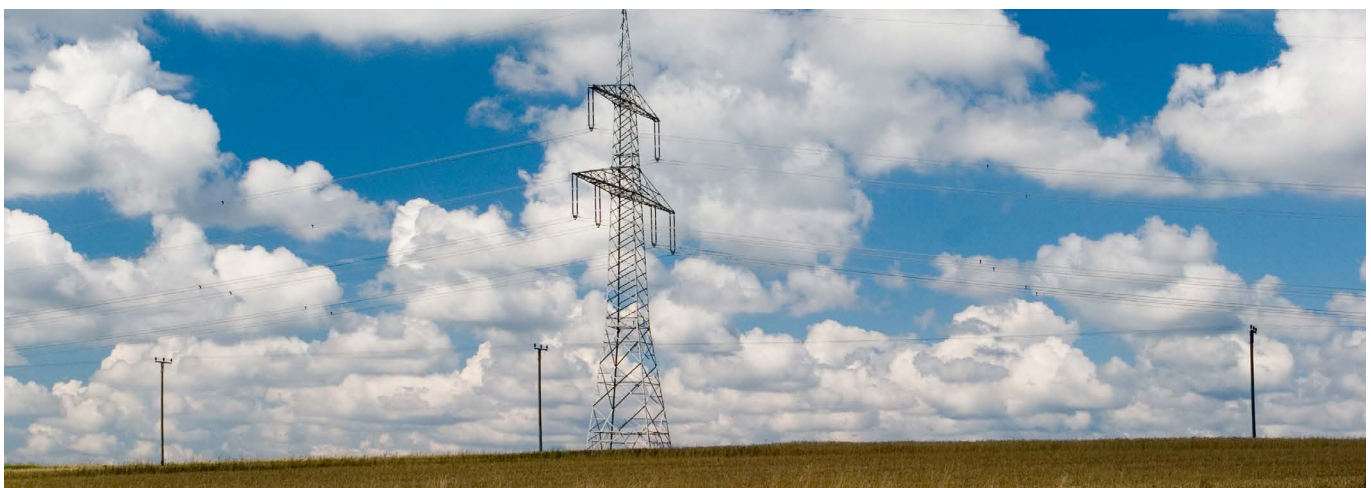
Vattenfall unternimmt mit dem Verkauf einen weiteren Schritt bei seiner strategischen Neuausrichtung, die sich in Deutschland auf den Ausbau der Windkraft, auf die Wärmewende in Städten, die Verteilnetze sowie kundennahe Energiedienstleistungen konzentriert.

SW HALLE KAUFEN HEIZKRAFTWERK-ANTEILE

2016-12-23 | Durch den Kauf weiterer 50% der Anteile an der Betreibergesellschaft Heizkraftwerk Halle-Trotha GmbH von der Leipziger VNG AG sind die Stadtwerke Halle alleiniger Betreiber des 40 MW Heizkraftwerks Halle-Trotha geworden. Das Heizkraftwerk Halle-Trotha ist seit Juni 2012 in Betrieb. „Um den eigenen Kraftwerkspark, bestehend aus den Kraftwerken Dieselstraße und Trotha, künftig optimal steuern zu können, kauften wir am 19. Dezember die VNG-Anteile an der KWT.“, erklärte Matthias Lux, Vorsitzender Geschäftsführer der Stadtwerke Halle GmbH. „Für uns war jetzt der geeignete Zeitpunkt gekommen, um den Betrieb der KWT in alleiniger Verantwortung zu übernehmen. Deshalb freuen wir uns, dass wir mit der VNG AG zu einer beidseitig zufriedenstellenden Lösung gekommen sind.“

UNIPER BETEILIGT SICH AM FRANZÖSISCHEN KAPAZITÄTSMARKT

2016-12-22 | Uniper hat sich erfolgreich an der ersten Auktion für Kapazitätzertifikate in Frankreich beteiligt. Die Auktion wurde am 15. Dezember von der Europäischen Strombörse EPEX Spot in Paris durchgeführt, damit Stromversorger den Bedarf ihrer Kunden an solchen Zertifikaten decken können. Zuvor hatte Uniper für seine knapp zwei GW Erzeugungskapazität in Frankreich Kapazitätzertifikate zur Absicherung der Stromversorgung im kommenden Jahr erhalten. Dazu Klaus Schäfer, Vorstands-



vorsitzender von Uniper: „Immer mehr europäische Länder erkennen, dass Versorgungssicherheit nicht von selbst kommt. Kapazitätsmechanismen wie in Frankreich und Großbritannien sollen gewährleisten, dass auch in angespannten Situationen ausreichend Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen – und das zu fairen Preisen, die sich im Wettbewerb verschiedener Anbieter bilden. Ein immer größerer Teil unserer Erzeugungsflotte kann sich in diesem Wettbewerb erfolgreich behaupten.“

ABFALLKRAFTWERK HERTEN SPEIST KÜNFTIG IN DIE FERNWÄRMESCHIENE RUHR

2016-12-19 | Beginnend mit der Heizperiode 2018/19 wird das Abfallkraftwerk RZR Herten Fernwärme für umgerechnet 25.000 Haushalte in die Fernwärmeschiene Ruhr der Steag einspeisen. Entsprechende Verträge wurden am 19. Dezember 2016 von der AGR Abfallentsorgungs-Gesellschaft Ruhrgebiet, der Steag Fernwärme, der Uniper Wärme und der Hertener Energiehandelsgesellschaft als Schwester der Hertener Stadtwerke nach gut zweijährigen Verhandlungen unterzeichnet.

Zur Heizperiode wird die Anlage überwiegend Wärme liefern und in den Sommermonaten überwiegend Strom für die Hertener Stadtwerke erzeugen. Bei der Fernwärme werden es bis zu 600 GWh pro Jahr sein. Nur durch einen Weiterverkauf von RZR-Wärme durch Steag Fernwärme an Uniper Wärme ist eine derart umfangreiche Wärmeauskopplung überhaupt möglich. Neben dem Bezug von Wärme über die AGR konnten sich die Hertener Stadtwerke und Steag Fernwärme auch darüber verständigen, die langjährigen Beziehungen weiter fortzuführen. So wird Steag Fernwärme auch weiterhin die Hertener Stadtwerke mit 17 MWth Wärme beliefern.

Die Vertragspartner vereinbarten eine Laufzeit von 15 Jahren. Neben den Investitionen in das Fernwärmenetz durch die Netzbetreiber wird die AGR bis zu 25 Mio. Euro investieren: Auf der Beschaffungsliste stehen u.a. eine dritte Energiezentrale, eine vierte Turbine und die dazugehörige technische Infrastruktur.

UNIPER AM BRITISCHEN KAPAZITÄTSMARKT

2016-12-12 | Sämtliche Uniper-Kraftwerke in Großbritannien waren bei der jüngsten Kapazitätsmarkt-Auktion für den Zeitraum Oktober 2020 bis September 2021 erfolgreich und werden in diesem Zeitraum das britische Stromsystem bei Engpässen absichern. Der Netzbetreiber National Grid schloss am 8. Dezember die Auktion ab und veröffentlichte die vorläufigen Resultate. Der in der Auktion ermittelte Marktpreis lag mit 22,50 £ je vorgehaltenes Kilowatt Kapazität deutlich über den Preisen der letzten beiden Auktionen für die entsprechenden Zeiträume der Jahre 2018/2019 und 2019/2020. Die endgültigen Resultate werden von National Grid am 20. Dezember veröffentlicht.

Die Vergütung von 22,50 £ je Kilowatt ist allein für die Vorhaltung der Leistung bestimmt und wird unabhängig von einem tatsächlichen Einsatz am Energiemarkt gezahlt. Am Energiemarkt werden die Kraftwerke weiterhin eingesetzt und für die gelieferte Strommenge vergütet. Bei der diesjährigen Kapazitätsmarkt-Auktion kamen alle sieben Kraftwerksstandorte von Uniper in Großbritannien mit zusammen fast sechs GW Kapazität zum Zug.

ATOMKONZERNE ERHALTEN TEIL-ENTSCHÄDIGUNG

2016-12-06 | Das Bundesverfassungsgericht hatte sich mit der Frage beschäftigt, ob der Atomausstieg die Betreiber der Kernkraftwerke in ihrem Eigentumsrecht verletze. Die Betreiber hatten Ende 2010 zusätzliche Strommengen bekommen – mit der Folge, dass die Atomkraftwerke durchschnittlich zwölf Jahre länger hätten laufen dürfen. Schon im März 2011 wurde dies zurück genommen – als Folge einer Neubewertung der Atomkraft nach dem Reaktor-Unglück in Fukushima.

Das Gericht befand nun, dass das Vorgehen im Wesentlichen der Verfassung entspricht. So durfte eine Neubewertung der Kernkraft stattfinden und die Strommengen durften zurück genommen werden. Verlassen dürfen sich die Energieversorger jedoch auf diejenigen

Strommengen, die seit 2002 als Ausgleich für den ursprünglichen Atomausstieg festgeschrieben sind.

Für die Kraftwerke Krümmel und Mühlheim-Kährlich führte die Änderung der Rechtslage 2011 dazu, dass die Unternehmen diese Strommengen nicht mehr nutzen konnten. Hier habe der Gesetzgeber versäumt, angemessene Ausgleichsregelungen zu schaffen, so das Gericht. Der Ersatz muss allerdings nicht den vollständigen Wert ersetzen und auch nicht unbedingt eine Zahlung sein. Für die Neuregelung, die bis Ende Juni 2018 geschaffen sein soll, ist der Gestaltungsspielraum daher groß.

Einen weiteren Anspruch auf Ausgleich sieht das Gericht unter bestimmten Umständen für Investitionen der Unternehmen. Das könne der Fall sein, wenn die Energieversorger im Vertrauen auf die verlängerten Laufzeiten Anfang 2011 investiert hätten.

Vattenfall begrüßte das Urteil. Es bestätigt eindrücklich, dass die Sofort-Abuschaltung der betriebenen Kraftwerke die Eigentumsgarantie, den Gleichheitsgrundsatz sowie den Grundsatz des Vertrauensschutzes verletzt hat. Das Urteil zeigt im Einzelnen auf, dass die 13. AtG-Novelle in dieser Hinsicht einer Kompensation bedurft hätte.

Auch E.ON zeigte sich zufrieden. E.ON hatte auf Basis des damaligen langfristigen Energiekonzepts der Bundesregierung von Ende 2010 hunderte Mio. Euro in einen längeren Betrieb der Kernkraftwerke investiert. Das Bundesverfassungsgericht hat heute festgestellt, dass der Gesetzgeber zumindest diese Einbußen bei seiner damaligen Entscheidung hätte berücksichtigen müssen. Die Umsetzung der verfassungsgerichtlichen Vorgaben bis Mitte 2018 liegt nun in der Verantwortung der Politik.

E.ON sei zu konstruktiven Gesprächen über die konkrete Umsetzung des Urteils mit der Bundesregierung bereit. Solche Gespräche werden möglicherweise einige Zeit in Anspruch nehmen. Mit kurzfristigen Zahlungen rechnet das Unternehmen daher nicht. Zur tatsächlichen Höhe der grundsätzlich festgestellten Ansprüche lässt sich erst nach eingehender Analyse des Urteils Näheres sagen.

Weitere Meldungen

FESSENHEIM WIRD ABGESCHALTET

2017-01-24 | Der Energiekonzern EDF und der französische Staat haben eine Einigung zur endgültigen Abschaltung des umstrittenen Kernkraftwerks Fessenheim erzielt. Das Kraftwerk soll voraussichtlich 2018 abgeschaltet werden und als Entschädigung soll das Unternehmen 450 Mio. Euro erhalten. Deutsche Politiker zeigten sich erleichtert, mahnten gleichzeitig aber auch an, dass die Vereinbarung noch rechtlich verbindlich umgesetzt werden muss.

MIBRAG ERSCHLIESST NEUES KOHLE-ABBAUFELD

2016-12-20 | Der Mibrag Konzern hat im Dezember erstmals Kohle aus dem neuen Abbaufeld Peres des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain an das Kraftwerk Lippendorf geliefert. Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain besteht aus den drei Abbaufeldern Schleenhain, Peres und Groitzscher Dreieck. 2014 wurde in Peres der erste Abraum bewegt und ein Jahr später startete der Bau des neuen Massenverteilers. Außerdem fuhren bereits zwei große Gerätetransporte über die B 176 ins neue Abbaufeld. MIBRAG wird insgesamt etwa 150 Mio. Euro in den Abbaufeldwechsel investieren.

EU-KOMMISSION GENEHMIGT BEIHILFEN FÜR VIER KWK-ANLAGEN

2016-12-14 | Die EU-Kommission hat die geplanten Beihilfen des Bundes für vier hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Berlin, Köln, Düsseldorf und München genehmigt. Rechtsgrundlage für diese Einzelmaßnahmen ist die 2016 verabschiedete Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), die die Kommission im Oktober 2016 für mit dem EU-Beihilferecht vereinbar erklärt hatte.

Einzelmaßnahmen auf der Grundlage dieses Gesetzes sind bei der Kommission zur beihilferechtlichen Prüfung anzumelden, wenn die in den Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen aus dem Jahr 2014 festgelegte Kapazitätsobergrenze von 300 MW überschritten wird.

Deutschland plant u. a., zwei bestehende KWK-Anlagen zu fördern, die an das Fernwärmenetz in Berlin bzw. München angeschlossen sind. Sie haben Anrecht auf einen Zuschlag von 1,5 Cent je Kilowattstunde während höchstens 16.000 Volllaststunden (bei voller Kapazitätsauslastung). Bei den beiden anderen Empfängern handelt es sich um neue Anlagen, die an das Fernwärmenetz in Düsseldorf bzw. Köln angeschlossen sind. Sie haben Anrecht auf einen Zuschlag von 3,4 Cent je Kilowattstunde (höchstens 30.000 Volllaststunden), wobei der

höhere Zuschlag die Investitionskosten widerspiegelt.

Im Einklang mit den Leitlinien wird die staatliche Unterstützung in Form eines befristeten Zuschlags auf den Marktpreis für ins öffentliche Netz eingespeisten KWK-Strom gewährt. Die Anlagen können dank der Zuschläge auch dann laufen, wenn ihr Betrieb ansonsten nicht rentabel genug wäre. Hierdurch erhöht sich ihre Betriebszeit, was zu größeren CO₂- und Primärenergie-Einsparungen führt. Ferner trägt der Umstand, dass die Unterstützung in Form eines Zuschlags anstelle fester Einspeisevergütungen gewährt wird, zur Integration der geförderten Anlagen in den Energiemarkt bei, verhindert eine Überkompensation und begrenzt die durch die staatliche Finanzhilfe bedingte Wettbewerbsverzerrung.

Da die Anlagen den festgelegten Zuschlag nur während einer begrenzten Zahl von Betriebsstunden erhalten, haben sie ein Interesse daran, vor allem zu Zeiten zu laufen, zu denen der Marktpreis höher ist. Im Einklang mit den Leitlinien erhalten die Anlagen keinerlei Unterstützung, wenn die Strompreise ins Negative rutschen. Deshalb wird die Maßnahme im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Zielen der EU zur Senkung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe und zur Verringerung der CO₂-Emissionen sowie zur Verwirklichung des Vorhabens Deutschlands beitragen, die Nettoproduktion von KWK-Strom bis 2025 auf 120 Terrawattstunden pro Jahr zu erhöhen.



Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 1/5

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

Stand: 01.02.2017



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 in Betrieb
2015 in Betrieb



Statt planter 1,7 Mrd. Euro betragen die Gesamtkosten mittlerweile 2,8 Mrd. Euro // Technische Probleme sorgten mehrfach für Verzögerungen // Planfestellungsverfahren für Fernwärmetrasse 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

2018 in Bau



Immissionsschutzrechtliche Genehmigung wurde Anfang 2017 erteilt // 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 // Bauarbeiten gehen seit Februar 2016 weiter // der Großkunde Deutsche Bahn droht damit, einen langfristigen 413 MW Liefervertrag zu kündigen // dauerhaft kommerzieller Betrieb geplant für erstes Halbjahr 2018

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: 01.02.2017



Steinkohlekraftwerke

Steinkohlekraftwerke

Dow Chemical, Stade (DOW)

Leistung
brutto

900 MW

IBN, Status und Realisierungs-
wahrscheinlichkeit*

2018 in Planung

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

Industriepark, Brunsbüttel (GETEC Energie)

800 MW

offen keine Infos

Planungen liegen auf Eis // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf

Lünen (Steag)

900 MW

offen keine Infos

Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf

Herne (Steag)

750 MW

offen keine Infos

Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf

Stade (Uniper)

1100 MW

offen keine Infos

Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // zur Zeit Änderung des Bebauungsplans // Planungen wurden gestoppt, aber noch nicht endgültig aufgegeben



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Bremen (swb, Mainova, DB, TOBI, ovag)

Leistung
brutto

445 MW

IBN, Status und Realisierungs-
wahrscheinlichkeit*

2016 in Betrieb

Inbetriebnahme erfolgte am 1.12.2016 nach rund dreijähriger Verzögerung // Investitionskosten ca. 233 Mio. Euro // 200 MW werden langfristig der Deutschen Bahn geliefert (bis ins Jahr 2038)

Lausward, Düsseldorf (Stadtwerke Düsseldorf)

595 MW

2016 in Betrieb

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

Niehl 3, Köln (RheinEnergie)

450 MW

2016 in Betrieb

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 // Offizielle IBN erfolgte Anfang September 2016

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: 01.02.2017



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Leistung
brutto

IBN, Status und Realisierungs-
wahrscheinlichkeit*

HKW Haferweg, Hamburg (Vattenfall)

150 MW

2016 in Bau



Heizwerk für Spitzenlast // Baubeginn Frühjahr 2014 // Grundsteinlegung Okt. 2014 // Bauarbeiten liegen im Zeitplan // voraussichtliche IBN zur Heizperiode 2016/ 2017

HKW Lichterfelde, Berlin (Vattenfall)

300 MW

2017 in Bau



Genehmigung erteilt // Bauauftrag erteilt an Iberdrola // Investitionsvolumen ca. 400 Mio. Euro // GE liefert Gasturbine // Baubeginn 2014 // Geplante IBN verzögert sich um ein Jahr auf Winter 2017/ 2018

Kiel (Stadtwerke Kiel)

200 MW

2018 in Bau



20 Jenbacher Gasmotoren von GE à 10 MW // Kosten ca. 290 Mio. € // Größter Darlehensgeber ist die Europäische Investitionsbank mit 105 Mio. Euro // Ersatz für altes 350 MW Steinkohlekraftwerk // Kraftanlagen München wurde als Generalunternehmen ausgewählt // endgültige Investitionsentscheidung fiel im Nov. 2016 // Geplante IBN zur Heizperiode 2018

Stuttgart (EnBW)

210 MW

2018 in Planung



Gasheizkraftwerk // Baubeschluss Dez. 2016 // Investitionskosten ca. 75 Mio. Euro // immissionsschutzrechtliche Genehmigung für Anfang 2017 erwartet // geplante IBN Ende 2018 / Anfang 2019

Chemiepark Leverkusen (Steag)

570 MW

2018 in Planung



Noch keine endgültige Baubestimmung 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

BHKW, Mainz (Kraftwerke Mainz-Wiesbaden)

230 MW

2018 in Planung



BHKW mit 10 Gasmotoren zur Versorgung mit Fernwärme // zusätzlicher Wärmespeicher in Planung // Investitionssumme ca. 100 Mio. Euro // alle Genehmigungen liegen seit Nov. 2016 vor // Wärtsilä Energy Solutions wird das Kraftwerk errichten (und 15 Jahre lang warten) // geplante IBN zur Heizperiode 2018

HKW Marzahn, Berlin (Vattenfall)

260 MW

2020 in Planung



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

Haiming, Burghausen (ehem. OMV)

800 MW

- zum Verkauf



Genehmigung erteilt // Antrag für Fristverlängerung des Grundstückkaufs wurde gestellt // Planfeststellungsverfahren wurde eingeleitet // OMV hat sich aus dem Projekt zurückgezogen // Projekt wird dennoch weiter vorangetrieben // Ein neuer Investor wird gesucht

Leipheim (Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm)

600 MW

2019 in Planung



Bürgerentscheid pro Kraftwerk // endgültige Entscheidung steht noch aus // Geplante Realisierung in zwei Stufen: zunächst der Bau einer Gasturbine, später Erweiterung durch Dampfturbine // Siemens Kooperation beigetreten // IBN war geplant ab 2019 (erste Stufe)

Wedel (Vattenfall)

300 MW

- offen



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-HKW's inkl. aufwändiger Modernisierungsmaßnahmen beschlossen // Geplante Bauzeit 3 Jahre // Geplante Inbetriebnahme war zur Heizperiode 2017/2018 und wurde verschoben auf Mitte 2019 // Seit Dezember 2016 favorisiert Vattenfall ein dezentrales, modulares Konzept, das unterschiedliche Wärmepotenziale in Hamburg nutzt - dadurch wird das Innovationskraftwerk überflüssig

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: 01.02.2017



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Leistung
brutto

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

Schweinfurt (PQ Energy/ Blackstone)

800 MW

-

aufgegeben

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

Gersteinwerk, Werne (RWE)

1300 MW

2018

keine Infos

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

Griesheim (PQ Energy/ Blackstone)

500 MW

2019

keine Infos

Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Investitionsvolumen circa 250 Mio. Euro // Kraftwerk soll im Industriepark Griesheim gebaut werden // Standort gesichert

HKW Klingenberg, Berlin (Vattenfall)

300 MW

2020

in Planung

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

Chemiepark Uerdingen, Krefeld (Trianel / Currenta und Partner)

1200 MW

2020

in Planung

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

Gundelfingen (PQ Energy/ Blackstone)

1200 MW

offen

keine Infos

Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet // Gundelfinger Stadtrat beschloss Aufstellung eines Bebauungsplans // Standort gesichert // Kooperation mit RWE wird geprüft

Oberrhein, Karlsruhe (MiRO und Trianel)

1200 MW

offen

in Planung

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

Grundremmingen (RWE)

offen

offen

keine Infos

Möglicher Ersatz für ein Atomkraftwerk am gleichen Standort // Bauleitplanung wurde Ende 2014 eingereicht // Politik unterstützt das Vorhaben // Rat von Grundremmingen hat dem Vorhaben zugestimmt // RWE möchte sich z.Zt. nur die Option zum Bau sichern // Es gibt noch keine konkreten Absichten zum Bau

Mecklar-Marbach, Ludwigsau (Dong Energy)

1100 MW

offen

zum Verkauf

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

Duisburg-Wanheim (Stadtwerke Duisburg)

600 MW

offen

verschoben

Entscheidung wurde verschoben // Das KW soll einen alten Steinkohleblock der Steag in Duisburg Walsum ersetzen // Umsetzung als Gemeinschaftskraftwerk

Chempark Marl (Infracor)

600 MW

offen

keine Infos

Stadt Marl will 2012 Bebauungsplan aufstellen // Planungskonzept soll bis 2013 auf den Weg gebracht werden // Brennstoff noch offen, vorraussichtlich aber nicht Kohle

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: 01.02.2017



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Leistung
brutto

IBN, Status und Realisierungs-
wahrscheinlichkeit*

Weiher, Quierschied (Steag)

500 MW

offen

keine Infos



Genehmigung liegt vor // Ersatz für ein altes Steinkohlekraftwerk // Gasleitung wird vorsorglich bereits gelegt // Entscheidung weiterhin offen

Herne (Steag)

offen

offen

keine Infos



Steag möchte seine Möglichkeiten „offen halten“ und entwickelt den Standort Herne weiter // Raumordnungsverfahren zum Bau einer Erdgasleitung eingeleitet // Genehmigung soll verlängert werden

Sachsen-Anhalt, Calbe (GDF SUEZ Energie)

400 MW

offen

keine Infos



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Keine aktuellen Informationen // Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt oder liegt auf Eis

RDK 6S, Karlsruhe (EnBW)

465 MW

offen

keine Infos



Repowering des bestehenden Blocks 6 zu einer GuD Anlage (RDK 6S) // Genehmigung erteilt // Umsetzung wurde verschoben

Premnitz (EDF Deutschland)

400 MW

offen

keine Infos



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Projekt wurde von Alpiq an EDF verkauft

Meppen (unbekannt, ehemals NUON)

450 MW

offen

keine Infos



Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2015) taucht dieses Projekt nicht mehr auf

Lubmin (EWN Energiewerke Nord)

1800 MW

-

aufgegeben



Projekt wurde von Dong an EWN verkauft // Ende 2014 wurde jedoch beschlossen, dass Projekt nicht mehr länger zu entwickeln

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.



Kraftwerksprojekte gesamt

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW

Stand: 01.02.2017



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 Stromspeisung. 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

Entwurf Netzentgeltmodernisierungsgesetz

<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzentgeltmodernisierung.html>

BNetzA Leitfaden zur Eigenversorgung (u.a. Scheibenpachtmodell)

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html

Entwürfe Netzentwicklungsplan Strom 2030, Stand 31.1.2017

<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030>

Studie "Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035" von Prognos & Öko-Institut

<https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/674/show/0f1cc4a4229470b3d33004ae86d57051/>

Analyse: Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich von Agora Energiewende

<https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/353/Erneuerbare+vs.+fossile+Stromsysteme%3A+ein+Kostenvergleich/>

Analyse: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016 von Agora Energiewende

<https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/346/Die+Energiewende+im+Stromsektor%3A+Stand+der+Dinge+2016/>

BGR Studie: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen

http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf

White Paper von Energy Brainpool: Wirkungsweise eines CO2-Mindestpreises in Deutschland

<http://www.energybrainpool.com/news-details/datum/2016/12/21/white-paper-von-energy-brainpool-wirkungsweise-eines-co2-mindestpreises-in-deutschland-nationales.html>

dena Studien Übersicht (Plattform Systemdienstleistungen)

<http://www.plattform-systemdienstleistungen.de/mediathek/>

IMPRESSUM

Verantwortlicher Herausgeber

Niels Schulz
Lindenburger Allee 6
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. Sonderausgaben sind für Abo-Kunden kostenlos.

Eine Einzelnutzerlizenz kostet zur Zeit 400,- € (zzgl. MwSt.) pro Jahr. Preise für Mehrbenutzerlizenzen auf Anfrage. Eine Unternehmenslizenz kostet 2.000,- € (zzgl. MwSt.) pro Jahr – unabhängig von der Unternehmensgröße.

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 Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

Bildnachweise

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

Seite 1: Kraftwerk Weiher (© Steag) <https://www.steag.com/s-fotos0.html>
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 12: Trigmast (© TenneT) <http://www.tennet.eu>
Seite 14: Kohlekraftwerk Neurath (© RWE) <http://www.rweimages.com>
Seite 19: Kohlekraftwerk Lünen (© Siemens) www.siemens.com/presse

Redaktionsschluss: 01.02.2017

Veröffentlichung: 02.02.2017

Nächste Ausgabe: 11.05.2017

BESTELLFAX KRAFTWERKE INVEST

☐ Ja, ich möchte den Newsletter Kraftwerke Invest ab sofort und bis auf Widerruf regelmäßig beziehen; und zwar zum Preis von 400,- Euro (zzgl. MWSt.) für eine Einzelnutzerlizenz pro Jahr im Abonnement.

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. Sonderausgaben sind für Abo-Kunden kostenlos.

**Bitte faxen an: 0221/63060151-9
oder per Mail an: info@enerlytics.de**

Eine Einzelnutzerlizenz kostet zur Zeit 400,- Euro (zzgl. MWSt.) pro Jahr. Preise für Mehrbenutzerlizenzen auf Anfrage. Eine Unternehmenslizenz kostet 2000,- Euro (zzgl. MWSt.) pro Jahr - unabhängig von der Unternehmensgröße.

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.