



NEWS^{LETTER} September 2016

9/2016

- ◆ *„Sechs-Stunden-Regel“:
Ermittlung negativer Strompreise nach dem neuen EEG 2017*
- ◆ *Strompreisrückblick August 2016*
- ◆ *Solarpark bei Dubai soll billigsten Strom der Welt
für 2,6 Cent/kWh produzieren*
- ◆ *Rambøll übernimmt Cube und BBB Umwelttechnik*
- ◆ *Energieexperten rechnen mittelfristig mit steigenden Preisen*
- ◆ *Bewegung im Offshore-Markt*

„Sechs-Stunden-Regel“: Ermittlung negativer Strompreise nach dem neuen EEG 2017

Entwicklung der Rechtslage bei anhaltenden Diskussionen

von Burkhard Reppich und Felix Daum (SATELL Rechtsanwälte Steuerberater)

Anfang Juli 2016 hat der Bundestag die Novelle des EEG beschlossen. Das Gesetz mit der amtlichen Bezeichnung „EEG 2017“ tritt am 1. Januar 2017 in Kraft und bringt neben der Einführung des Ausschreibungsmodells für Windkraft-, Biomasse- und Photovoltaikanlagen zahlreiche weitere Rechtsänderungen. Viele Neuregelungen bleiben auch über das Gesetzgebungsverfahren hinaus umstritten.

Aktuelle Rechtslage

Der aktuell gültige § 24 EEG 2014 sieht mit der so genannten „Sechs-Stunden-Regelung“ das Absinken des anzulegenden Wertes im Rahmen der Förderung auf null für Zeiten vor, in denen „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist“.

Die Regelung hat eine pönalisierende Wirkung für Zeiten negativer Börsenpreise, deren Vorkommen von Anlagenbetreibern weder unmittelbar verursacht wird,

noch verhindert werden kann. Es besteht weitgehend Einigkeit, dass Zeiten negativer Preise am Markt Ausdruck mangelnder Flexibilitätsoptionen im Strommarkt sind. Dass sich diese Regelung mit schwer prognostizierbare Erlöseinbußen und erhebliche Investitionsunsicherheiten im Bereich der erneuerbaren Energien auswirkt, führt zu branchenweitem Widerstand.

Kritik an der bisherigen Sechs-Stunden-Regelung

Während klar ist, dass die Leitlinien der Europäischen Kommission zu staatlichen

Umweltschutz- und Energiebeihilfen eine solche Regelung grundsätzlich erforderlich machen, richtete sich die Kritik an § 24 EEG 2014 vornehmlich gegen die Unbestimmtheit der darin getroffenen Regelung. So ist dem Wortlaut nicht zu entnehmen, ob zur Beurteilung des Preisniveaus auf die Preise im Day-Ahead-Handel oder die Preise im laufenden Intraday-Handel abzustellen ist – Stundenkontrakte werden an der Strombörse EPEX Spot in beiden Varianten gehandelt. Üblicherweise sind in Zeiten negativer Preise beide Marktsegmente gleichermaßen betroffen. Es ist aber nicht fernliegend, dass am Day-



Ahead-Markt eine Phase negativer Preise auftritt, im Intraday-Handel aber tatsächlich positive Preise erzielt werden. Dies würde bedeuten, dass im Zeitpunkt der Stromlieferung selbst ein grundsätzlich positiver markträumender Preis vorherrscht und damit keine Veranlassung besteht, die Förderung zur Anreizvermeidung auszusetzen. Ursprünglich sollte eine Klarstellung durch das kürzlich verabschiedete Strommarktgesetz erfolgen. Im Hinblick auf das Risiko ungerechtfertigter Vergütungsausfälle bei isolierter Betrachtung des Day-Ahead-Handels wurde im entsprechenden Regierungsentwurf zum Strommarktgesetz aus Januar 2016 (BT-Drs. 18/7317) mitgeteilt, es sei energiewirtschaftlich richtig, auf beide Marktsegmente kumulativ abzustellen. Die Klarstellung wurde aber letztlich der parallel vorangetriebenen EEG-Novelle überlassen.

Rechtslage nach dem neuen EEG 2017

Zur Erfüllung der europarechtlichen Vorgaben enthält auch das EEG 2017 eine Regelung über die Aussetzung der Vergütung für Zeiten negativer Strompreise. Anders als noch im Entwurf zum Strommarktgesetz vorgesehen, wird die Sechs-Stunden-Regel nun im neuen § 51 Absatz 1 EEG 2017 ausdrücklich nur an ein negatives Preisniveau in der vortägigen Auktion gekoppelt. Der Bundesrat hat dazu im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2017 Stellung genommen (BT-Drs. 18/8972). Es wurde angeregt, das Eingreifen der Förderungssenkung nicht

nicht von „der vortägigen Auktion“ abhängig zu machen, sondern den Wert eines Stundenkontraktes nur dann als negativ zu behandeln, wenn „für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der Day-Ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind“. Nach der Begründung des Bundesrates führe die ausschließliche Betrachtung des Day-Ahead-Markts nur zu massiven Verunsicherungen der Anlagenbetreiber und der finanzierenden Banken mit der Folge von Risikoaufschlägen bei der Finanzierung, da das Ausfallrisiko nur eingeschränkt prognostizierbar und nicht selbst beeinflusst werden könne.

Die Bundesregierung hat dem nicht zugestimmt und darauf verwiesen, dass die Regelung in § 51 EEG 2017 inhaltlich der bisherigen Regelung in § 24 EEG 2014 entspreche und diese von der EU-Kommission beihilferechtlich genehmigt sei. Zudem sei man sich auf der Konferenz der Ministerpräsidenten am 31. Mai 2016 einig gewesen, dass (...) negative Preise im untertägigen Handel nicht berücksichtigt werden sollten.

Die Unklarheit bei der Rechtsanwendung der Sechs-Stunden-Regelung hat der Gesetzgeber damit zwar abgestellt. Eine befriedigende Lösung wird in dem zukünftigen Wortlaut des § 51 EEG 2017 dennoch nicht gesehen.

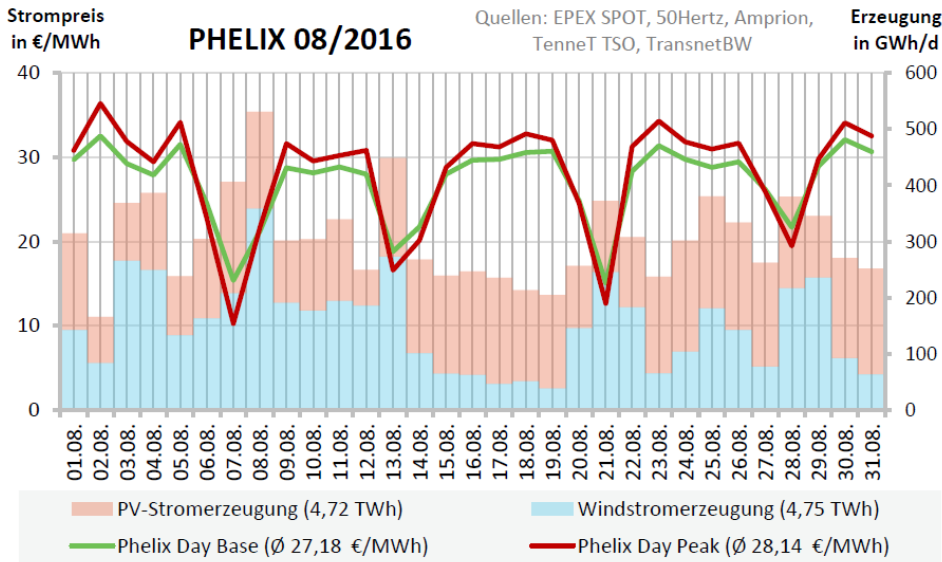
Ausblick

Nicht nur vor dem Hintergrund des stetigen Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird teilweise ein starker Anstieg der Ereignisse erwartet, die die Sechs-Stunden-Regelung auslösen. Ob dies durch Flexibilisierung und den

Zubau von Speicherstellen abgefangen werden kann, scheint kaum vorhersehbar. Fest steht indes, dass eine Kopplung der Sechs-Stunden-Regelung in § 51 EEG 2017 sowohl an Day-Ahead-Marktpreise wie ergänzend auch an Intraday-Marktpreise neben einer präziseren Berücksichtigung der Marktwirklichkeit auch zu einem deutlich selteneren Eingreifen der Sechs-Stunden-Regelung geführt hätte.

Dass das Abstellen auf eine kombinierte Betrachtung von Day-Ahead- und Intraday-Marktpreise an den Vorgaben der Leitlinien der Europäischen Kommission gescheitert wäre, steht indes aus juristischer Sicht nicht fest.

Die Bundesregierung hatte im Gesetzentwurf zum Strommarktgesetz angekündigt prüfen zu wollen, ob perspektivisch Maßnahmen ergriffen werden sollten, um etwaige negative Auswirkungen des § 24 EEG 2014 auf die Investitionssicherheit und die Förderkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zu begrenzen. Es bleibt aber abzuwarten, ob bis zum Ablauf der Gültigkeitsdauer der Beihilfeleitlinien der Kommission im Jahre 2020 zu einer gesetzgeberischen Kurskorrektur hinsichtlich der Sechs-Stunden-Regelung kommen wird.



08.08., der höchsten und der geringsten Einspeisung des vergangenen Monats. Der Rest des Monats verlief bei einer relativ konstanten PV-Einspeisung und einer stark schwankenden Windenergieproduktion. Der Strompreis pendelt an den Arbeitstagen um 29 €/MWh.

EPEX Spot – stündliche Preise im August		
Market, price	Day-Ahead – Phelix Day Base	Intraday – Hourly continuous
Average	27,18 €/MWh	26,28 €/MWh
Min	0,04 €/MWh	-17,77 €/MWh
Max	44,83 €/MWh	42,34 €/MWh

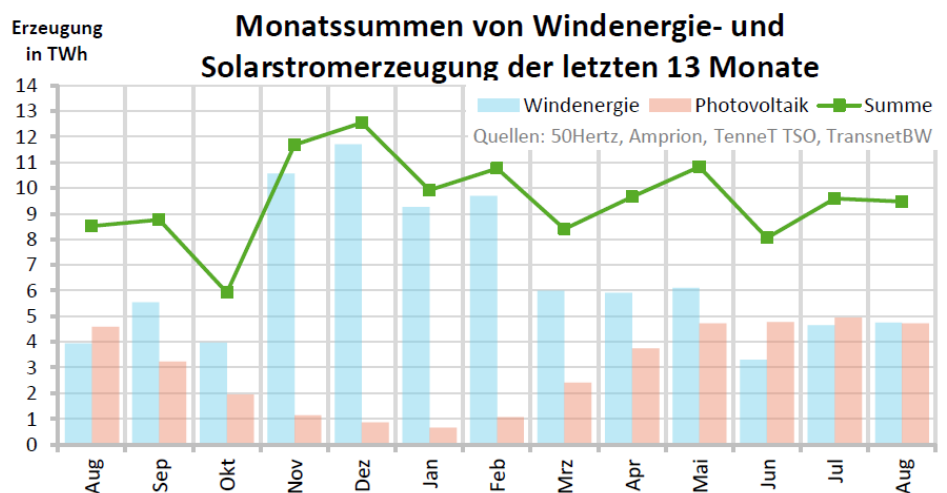
Strompreisrückblick August 2016

Wind- und PV-Energie haben im letzten Sommermonat fast gleichwertig zur Stromproduktion in Deutschland beigetragen. Mit 4,75 TWh Strom aus Windenergieanlagen und 4,72 TWh Strom aus PV-Anlagen lag die Einspeisung auch fast auf dem Niveau des Vormonats. Im Vergleich zum August 2015 ist die EE-Stromproduktion um 11% angestiegen, vor allem aus Windenergie. Auch die Strombörse ist im Durchschnitt auf dem Juli-Niveau geblieben. Der Monatsdurchschnitt des Phelix Day Base veränderte sich nur um einen Cent und lag bei 27,18 €/MWh, der durchschnittliche Peak-Preis auf Day-Ahead Market ist um 33 Cent auf 28,14 €/MWh leicht angestiegen. Somit hat sich auch der Base-Peak-Spread wieder verbessert, auch wenn er trotzdem im laufenden Jahr wieder wesentlich geringer als im Vorjahr ist.

Die Preisentwicklung auf EPEX Spot unterlag in erster Linie den üblichen wochenweisen Schwankungen. Auch stieg die EE-Einspeisung, vor allem aus Windenergie, meist am Wochenende an,

was zusätzlich zu Preissenkungen führte. In der ersten Woche, bei stark schwankender Stromerzeugung aus Wind- und PV-Parks, erreichte der Strompreis den monatlichen Höchstwert von 32,55 €/MWh (Day Peak Monatsmaximum: 36,41 €/MWh) am 2. August und zeitnah auch das Monatstief von 15,40 €/MWh (Day Peak: 10,26 €/MWh) am 7. August. Auch die Erneuerbaren fluktuierten besonders stark in der ersten Monatsdekade – zwischen 166 MWh am 02.08. und 532 MWh am

Betrachtet man die stündlichen Preise auf EPEX Spot, ist die Spanne im Laufe eines Monats viel größer. Auch wenn der Monatsmittelwert der Stundenprodukte im Intraday-Handel annähernd gleich dem Durchschnittspreis auf dem Day-Ahead Market im August ist, betrug die Preisspanne auf dem Intraday Market ca. 60 €/MWh und enthielt negative Strompreise. So lag der durchschnittliche stündliche Handelspreis auf dem kontinuierlichen Intraday Market am 07.08. zwischen 12 Uhr und 17 Uhr im negativen Bereich.



Der Peak des Preissturzes erreichte -17,77 €/MWh. Der durchschnittliche Kontraktpreis für eine Stunde, vereinbart für diesen Tag am Vortag, sank bereits fast auf null. Somit war das Überangebot an Strom möglicherweise erwartet und trotzdem unterschätzt.

Solarpark bei Dubai soll billigsten Strom der Welt für 2,6 Cent/kWh produzieren

Bundesnetzagentur vergibt niedrigsten Zuschlag für PV: 6,8 Cent/kWh

Es handelt sich um einen globalen Rekordwert: die Dubai Electricity & Water Authority (DEWA) hat einem Konsortium aus dem halbstaatlichen Unternehmen Masdar mit Sitz in Abu Dhabi und dem in Madrid beheimateten Projektentwickler Photowatio Renewable Ventures den Zuschlag zum Bau des dritten Teils des Sheikh Maktoum Solar Parks in der Nähe von Dubai erteilt, nachdem diese einen Abgabepreis von 2,6 Cent/kWh bei einer Laufzeit von 25 Jahren garantierten und damit die ebenfalls interessierten Jinko Solar (China) und RWE (Deutschland) mit ihren gebotenen 3,22 Cent/kWh unterboten. Die neue Bauphase umfasst eine Gesamtleistung von 800 MW und wurde bedeutend günstiger vergeben als noch die erste Phase (200 MW), für die das saudi-arabische Unternehmen Acwa Power International 2015 den Zuschlag mit einem Gebot von 5,11 Cent/kWh bekommen hatte. Der gesamte Solarpark, der ein Investitionsvolumen von 13,6 Milliarden US \$ umfasst,

ist ein elementarer Bestandteil der energiepolitischen Ziele in Dubai, das bis 2050 75 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen will. Der Solarpark soll bei Fertigstellung 5.000 MW Gesamtleistung erzeugen und ist damit das größte derartige Solarkraftwerk der Welt, das jährlich rund 6,5 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen einsparen soll.

Für den historisch niedrigen Preis gibt es mehrere Faktoren: Zum einen weist Dubai für Solarenergie ausgesprochen günstige Verhältnisse auf – pro KW Leistung können jährlich bis zu 2.300 kWh Energie erzeugt werden, verglichen mit 800 kWh in Deutschland. Zum anderen sind die Preise für Solarzellen in den vergangenen Jahren drastisch gesunken, außerdem ist aufgrund der Größe des Projektes ein starkes Entgegenkommen der Lieferanten wahrscheinlich. Auch ist die Vertragslaufzeit mit 25 Jahren sehr lang gewählt, was eine rentable Investition wahrscheinlich macht.

Währenddessen veröffentlichte die Bundesnetzagentur Anfang August die vorläufigen Ergebnisse zur fünften Runde der

Photovoltaik-Ausschreibung für Freiflächenanlagen. Demnach gingen Gebote in der Spanne zwischen 6,8 und 10,98 Cent/kWh ein, der mengengewichtete durchschnittliche Gebotswert aller Gebote lag bei 7,84 Cent/kWh, der durchschnittliche Zuschlagswert für die 25 erfolgreichen Gebote mit insgesamt 130,29 MW Leistung bei 7,23 Cent/kWh. Insgesamt waren 62 Gebote mit einem Volumen von 311 MW abgegeben worden; neun Gebote wurden wegen Fehlern aus dem Verfahren ausgeschlossen. Erstmals wurde ein Zuschlag für ein Vorhaben vergeben, das auf einer Fläche in Bundes-eigentum errichtet werden soll. Der Großteil der Gebote entfiel auf Konversionsflächen, regional gingen die meisten erfolgreichen Gebote nach Brandenburg und Sachsen-Anhalt. Die endgültigen Ergebnisse der Ausschreibung werden von der Bundesnetzagentur veröffentlicht, sobald alle Ausschreibungs-Sieger die Zweitsicherheit hinterlegt haben bzw. gegebenenfalls ein Nachrückverfahren bei Projekten mit mehr als 30 MW stattgefunden hat.



Rambøll übernimmt Cube und BBB Umwelttechnik

Dänisches Unternehmen positioniert sich im deutschen Onshore-Markt

Das weltweit tätige Ingenieur-, Planungs- und Managementberatungsunternehmen Rambøll mit Sitz in Kopenhagen übernimmt mit Cube Engineering und BBB Umwelttechnik zwei langjährige Akteure der deutschen Windbranche. Ziel der Akquisition ist der Ausbau der Kompetenzen im Wind-Onshore-Bereich, für den man durch die Übernahme nun insgesamt 85 Mitarbeiter hinzugewinnt. Bisher ist Rambøll vor allem im Offshore-Geschäft tätig: nach eigener Aussage wurden 65 Prozent aller weltweit installierten Offshore-Windturbinen-Fundamente von Rambøll geplant. Die Übernahme von Cube und BBB soll neben der Erweiterung des Service-Portfolios auch dazu dienen, Rambøll am deutschen Markt in Stellung zu bringen, wo man in den kommenden Jahren zweistellige Wachstumsraten erwartet. Cube und BBB erhoffen sich von der Übernahme ihrerseits den Zugang zu außereuropäischen Onshore-Märkten, zudem will man sich bei Cube verstärkt in

den Bereichen Photovoltaik und Hybridkraftwerke engagieren.

Energieexperten rechnen mittelfristig mit steigenden Preisen

Marktbarometer: Strom, Rohöl und Erdgas werden in den nächsten 5 Jahren voraussichtlich teurer

Das Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) in Mannheim hat ein neues Energiemarktbarometer veröffentlicht. In der halbjährlich durchgeführten Erhebung werden rund 200 Experten aus Wissenschaft und Praxis der Energiewirtschaft zu ihren Erwartungen bezüglich der kurz- und mittelfristigen Entwicklungen auf den deutschen und globalen Energiemärkten befragt – kurzfristig bezeichnet in diesem Fall die Entwicklung der nächsten sechs Monate, mittelfristige Entwicklungen betreffen die kommenden fünf Jahre. Mittelfristig erwarten rund 70 Prozent der Experten einen Anstieg der Großhandelspreise für Strom, ähnlich viele Experten erwarten einen Anstieg beim Rohöl und

Erdgas. 12 Prozent der Befragten gehen sogar von stark steigenden Rohölpreisen aus. Im Vergleich zur letzten Halbjahresbefragung haben dieses Mal insgesamt deutlich mehr Experten starke Preisanstiege prognostiziert, der Anteil stieg von 2 auf 7 Prozent. Bei den weltweiten Kohlepreisen waren sich die Experten uneins, etwa gleich viele prognostizierten höhere bzw. stagnierende Preise. Für die nächsten sechs Monate ist die Mehrheit der Experten überzeugt, ein etwa gleichbleibendes Preisniveau bei Strom, Kohle, Erdgas und Rohöl erwarten zu können.

Bewegung im Offshore-Markt

Neue Parks in Ost- und Nordsee

Im Bereich der europäischen Offshore-Windenergie betritt demnächst mit Polen ein Newcomer die Bühne. Die zuständige Umweltschutzbehörde in Gdansk hat die Umweltverträglichkeitsprüfung für den Bau des Offshore-Windparks Bałtyk Śródkowy III abgeschlossen, der in der Ostsee errichtet werden soll. Das 600-MW-Projekt wird vom Energieunternehmen Polenergia geplant, das nach eigenen Angaben mit einem Portfolio von 258 MW zweitgrößter Betreiber von Onshore-Anlagen in Polen ist. Für das neue Projekt, das bei Fertigstellung gemeinsam mit dem ebenfalls in Planung befindlichen dänischen Offshore-Park Kriegers Flak III der größte Windpark in der Ostsee wäre, fehlt derzeit noch die entscheidende Baugenehmigung. Wird diese erteilt, sollen von 2019 bis spätestens 2021 insgesamt 120



Anlagen der 5-MW-Klasse installiert werden, was einem Investment in Höhe von etwa 2,4 Milliarden € entspricht. Nach Polenergia-Angaben soll in Gdansk noch in diesem Jahr ein weiterer 600-MW-Park genehmigt werden. Die Gesamtleistung beider Projekte von 1,2 GW übertrifft dabei den wegfallenden Ausbau auf dem Festland, wo eine Vielzahl von Projekten wegen Problemen mit den Abstandsregelungen verschoben werden mussten, um das Dreifache.

Auch in der Ostsee schreitet der Ausbau der Offshore-Windkraft voran. Der schwedische Energiekonzern Vattenfall hat die Projektrechte für den Offshore-Park Global Tech II von der Erste Nordsee-Offshore-Holding GmbH gekauft, einem Joint Venture des österreichischen Baukonzerns Strabag und der Etanax GmbH, die vom 2015 bei einem Flugzeugabsturz verstorbenen Offshore-Pionier Günter Eisenhauer gegründet wurde. Für das rund 85 Kilometer nördlich der Insel Borkum geplante Projekt sind 79 Anlagen vorgesehen, ausgehend von Windturbinen der 6-MW-Klasse käme der Park auf eine Gesamtleistung von 475 MW. Zwar liegt bisher keine Genehmigung vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie vor, dennoch kann Vattenfall mit dem Projekt an den für 2017 und 2018 geplanten Ausschreibungen gemäß dem neuen EEG teilnehmen, da es für Global Tech II bereits Mitte 2014 einen sogenannten Erörterungstermin gab, der als Teilnahmevoraussetzung ausreicht. Bei einem Zuschlag für Vattenfall ist von einer Bauphase in den Jahren 2020 bis 2025 auszugehen. Für den Konzern ist der Park Teil der Erweiterung des Windportfolios, das bis 2020 auf 4.000 MW anwachsen soll.

Etwa 40 Kilometer südlich von Global Tech II soll im Frühjahr 2019 der Offshore-Windpark Merkur in Betrieb gehen. Das Projekt, das ehemals unter der Bezeichnung MEG Offshore I firmierte, soll ab August 2017 gebaut werden. Dies geht aus einer Pressemitteilung der Gesellschafter hervor, die die Finanzierung des rund 1,6 Milliarden € teuren Projekts übernehmen. Die Schweizer Partners Group hält 50 Prozent der Anteile am Windpark, die restlichen Investoren sind InfraRed Capital Partners, die belgische Deme-Gruppe, GE Financial Services und die staatliche französische Umweltagentur ADEME. Gemeinsam bringen die Gesellschafter das geforderte Eigenkapital von rund 500 Millionen € ein, das notwendig ist, um den Park mit seinen 66 WEA und einer Gesamtleistung von 396 MW zu bauen. Das Merkur-Projekt sorgte 2015 für Aufmerksamkeit, da es dem Alstom-Konzern (heute GE) erstmals gelungen war, seine getriebelosen 6-MW-Anlagen vom Typ Haliade an ein deutsches Windprojekt zu verkaufen.

KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil "Standard", Preisklasse B		
Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,45%	22.07.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,55%	22.07.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 20 Jahre	2,10%	22.07.2016

Landwirtschaftliche Rentenbank, Programme 255 / 256, Ratendarlehen, Preisklasse B		
Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.