

Weiterbetrieb, Verkauf, Rückbau oder Repowering? Und wenn ja, wie?

Strompreistrückblick: Juni 2019



Meldungen

Enel veräußert 540 MW
Portfolio

Aurora Energy Research
über internationalen PPA-
Markt: Deutschland mit viel
aber ungenutztem Potenzial

ERG erwirbt deutsche Wind-
projekte mit 224 MW instal-
lierter Leistung

NRW: Regelungen in der
Landesentwicklungsplanung
zum Nachteil der Waldbauern

Innogy beginnt mit Bau von
Onshore-Windpark in den USA

Green Investment Group erwirbt
100 % der Anteile eines 43 MW
Windparks in Schweden

Bedarfsgerechte Nachtkenn-
zeichnung im Windpark
Kührstedt-Alfstedt erfolgreich
getestet

Einstieg dreier Genossen-
schaften in die Windkraft

Vestas nimmt einen
kalifornischen Oldtimer
wieder in Betrieb

300 MW-Projekt für Nordex
in Texas

Neues Solar-Hybridprojekt
für juwi Renewable Energy

Die Erneuerung des
Windparks Uetze-Süd steht
auf dem Abstellgleis

Weiterbetrieb, Verkauf, Rückbau oder Repowering? Und wenn ja, wie?

Zum Jahresende 2020 werden die ersten Windenergieanlagen (WEA) aus der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ausscheiden. Nach Marktschätzungen sind hiervon ca. 6.000 WEA oder rund 4 GW Erzeugungskapazität betroffen. In den Folgejahren 2021 bis 2025 werden WEA mit einer Erzeugungsleistung von durchschnittlich ca. 2,4 GW jährlich aus der EEG-Förderung ausscheiden. Für die Betreiber dieser aus dem EEG ausscheidenden WEA stellt sich nun die Frage, wie weiter verfahren wird. Grundsätzlich bestehen vier Alternativen:

- Weiterbetrieb
- Verkauf
- Repowering
- Rückbau

Weiterbetrieb

Grundsätzlich ist ein Weiterbetrieb der WEA außerhalb des EEG sowohl rechtlich möglich als auch technisch und kommerziell darstellbar. Da WEA mit einer Inbetriebnahme um die Jahrtausendwende üblicherweise nur für einen Betrieb von 20 Jahren zertifiziert sind, ist in technischer Hinsicht eine Prüfung der WEA durchzuführen und ein Standsicherheitsnachweis für den Weiterbetrieb über das Jahr 20 hinaus einzuholen. Neben dieses technischen Aspekts ist zu prüfen, ob der Weiterbetrieb wirtschaftlich dargestellt werden kann. Hierzu sind die Parameter Windertrag, Stromerlös sowie die operativen Kosten (OPEX) eingehend zu analysieren. Aufgrund der erfolgten Betriebsdauer von ca. 20 Jahren sollte der Anlagenbetreiber eine

sehr gute Basis zur Abschätzung des zukünftigen Windertrags haben.

Weniger prognostizierbar sind die Stromerlöse. Grundsätzlich möglich, jedoch wenig zu empfehlen, ist eine Vermarktung der erzeugten Strommenge über die Strombörse. Viele Anlagenbetreiber hingegen streben ein Power-Purchase-Agreement (PPA) an, um zumindest für ein oder mehrere Jahre eine gewisse Planbarkeit der Umsätze zu haben. Bei der Verhandlung eines PPA stehen Anlagenbetreiber vor der Herausforderung, dieses kompetitiv abzuschließen. Hierbei wird nicht nur die Entwicklung und der Ausblick des Strommarkts zu betrachten sein, sondern eine Analyse der standort- und technologiespezifischen Eigenschaften der WEA wird hierbei nicht zu vermeiden sein. Des Weiteren existieren Erlös-komponenten wie Herkunftsnachweise und CO₂-Preise, die zwar derzeit wenig bis gar nicht betrachtet werden, jedoch zukünftig an Bedeutung gewinnen sollten.

Die eingehende Analyse der WEA wird sich auch auf die OPEX erstrecken, da der wirtschaftliche Betrieb nur gewährleistet sein wird, wenn die Erlöse über den OPEX liegen. Da manche OPEX-Positionen nicht änderbar sein werden (z. B. Pachtkosten) oder aufgrund der geringen Höhe wenig bis keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben sollten (z. B. Versicherungsprämien) wird der Fokus auf der Position Wartungskosten liegen. Hier wird für die Höhe der Kosten zuletzt das Wartungskonzept entscheidend sein, welches der Anlagenbetreiber anwenden möchte. Entscheidet sich der Betreiber für das kostengünstigere Konzept „Auf Sicht“, d. h. es werden nur die notwendigen Reparaturen und Wartungen durchgeführt, oder werden die WEA vollgewartet? Dass eine solche Entscheidung neben dem kommerziellen Aspekt auch immer entscheidenden Einfluss auf die verbleibende Lebensdauer der WEA hat, ist selbstredend und sollte deshalb immer auf Basis einer eingehenden technischen Analyse der WEA erfolgen.

Verkauf

Sollte ein Anlagenbetreiber sich nicht mit den dargelegten Fragestellungen auseinandersetzen wollen oder aus anderen Gründen einen Weiterbetrieb nicht anstreben, besteht grundsätzlich die Ausstiegsmöglichkeit durch einen Verkauf der WEA. Es haben sich in der jüngeren Vergangenheit mehrere Akteure am Markt etabliert, welche grundsätzlich am Erwerb von älteren WEA interessiert sind. Damit der Betreiber den Verkaufserlös maximiert, sind neben einer breiten Marktansprache folgende weitere Fragen vorab zu diskutieren:

- Wie lang können die WEA realistisch betrieben werden?
- Welche WEA-Technologie wird tendenziell höher bzw. niedriger bewertet?
- Besteht grundsätzlich eine Option zum Repowering?

Repowering

Liegen die WEA in Vorranggebieten, so besteht theoretisch die Möglichkeit eines Repowerings. Aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume sollte ein Repowering jedoch bereits deutlich vor dem Ablauf der EEG-Vergütung angegangen werden. Aus kommerzieller Sicht, steckt hier grundsätzlich das größte wirtschaftliche Potential, da die bisherigen WEA durch deutlich leistungsfähigere WEA mit überproportionalen Mehrerträgen ersetzt werden. Jedoch stehen diesem Potential zum einen erhebliche Investitionskosten gegenüber. Zum anderen ist trotz der bestehenden WEA die Erteilung einer Genehmigung neuer WEA nicht mit Sicherheit planbar. Planungsrechtliche Hürden, Anforderungen gemäß BImSchG sowie Mehrkosten durch zeitlichen Verzug können die Wirtschaftlichkeit verschlechtern bzw. gänzlich zur Unwirtschaftlichkeit des Projektes beitragen.

Mehr noch als für den Weiterbetrieb gilt für das Repowering, dass diese Option nur nach eingehender technischer und kommerzieller Analyse verfolgt werden sollte.

Rückbau

Sollte weder ein Weiterbetrieb noch ein Repowering möglich sein, wird zum Ende der EEG-Laufzeit eine Stilllegung und ein Rückbau der WEA erfolgen (müssen). Die Anlagenbetreiber werden in diesem Fall mit folgenden, bisher noch nicht aufgetretenen, Aufgabenstellungen konfrontiert werden:

- Kontaktaufnahme mit der Genehmigungsbehörde und Abstimmung über den konkreten Umfang des Rückbaus
- Genaue Definition des Scopes und Ausschreibung der Rückbauleistung sowie Einholung von Angeboten
- Vergabe des Rückbaugewerks und vertragliche Regelung der Aufgaben und Gewährleistungen



Des Weiteren stellt sich die Frage, ob die anfallenden Rückbaukosten in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt sind. Da die WEA mit einer Inbetriebnahme um die Jahrtausendwende nicht gemäß BImSchG genehmigt und errichtet worden sind, fehlt zumindest meist eine behördliche Anforderung für die Ansparung einer Rückbaureserve. Verschärfend kommt hinzu, dass in vielen Fällen die ursprünglich unterstellte Wirtschaftlichkeit nicht eingetreten ist und somit finanzielle Mittel knapp sind. Aus kommerzieller Sicht sind deshalb die oben genannten Fragestellungen um folgende zu erweitern:

- Besteht die Möglichkeit, die rückgebaute WEA weiterzuverkaufen, gebraucht oder als Ersatzteillager?
- In wieweit können Verschrottungserlöse durch den Verkauf der Altmetalle erzielt werden?

Fazit

WEA, die absehbar aus der Vergütung gemäß EEG fallen, stellen den jeweiligen Anlagenbetreiber vor durchaus komplexe Fragestellungen. Abhängig von dem technischen Zustand der WEA sowie den eigenen Präferenzen bestehen für den Anlagenbetreiber verschiedene Alternativen. Zwischen diesen Optionen kann der Anlagenbetreiber jedoch nicht völlig frei wählen. Für ein Repowering muss die planungs- und genehmigungsrechtliche Zulässigkeit gegeben sein, für den Weiterbetrieb sind die technischen und kommerziellen Parameter entscheidend. Alleinig der Rückbau ist grundsätzlich möglich, stellt jedoch die tendenziell am wenigsten wirtschaftliche Variante dar. Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, dass es keine Option gibt, die in jedem Fall allen anderen vorzuziehen wäre. Vielmehr gilt es für den Anlagenbetreiber alle Alternativen zu prüfen, um unter Abwägung aller Faktoren zu einer für ihn optimalen Lösung zu kommen.

VON RICHARD WINDERL



Strompreisrückblick

Juni 2019

Die Stromproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Juni 2019 belief sich auf 6,57 TWh. Verglichen mit dem Vorjahreswert, lag der Juni auf einem höheren Niveau (5,75 TWh im Juni 2018). Der Vergleich mit dem Vormonatwert zeigt ein Absinken - der Juni lag 19,88 % unterhalb der Produktion im Mai 2019 (8,20 TWh). Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen belief sich auf 6,45 TWh und lag damit merklich unter dem Vorjahreswert (-0,89 TWh / -14,96 % und geringfügig unter dem Vormonatwerts (-0,07 TWh / -1,32 %). Die kombinierte Einspeisung aus Wind und Photovoltaik belief sich damit auf 13,02 TWh, mit maximaler Produktion (802 GWh) am Samstag, den 08.06.2019, sowie minimaler Produktion (266 GWh) am Sonntag, den 16.06.2019. Das Maximum der kombinierten Produktion fiel mit dem Maximum der Windproduktion (613 GWh) zusammen, während das Minimum der Windproduktion (65 GWh) mit dem Maximum der Einspeisung durch Photovoltaik (265 GWh) zusammen auf Samstag, den 29.06.2019 fiel. Auf die Monatsproduktion gerechnet, wurden 51,6 % der Gesamtproduktion aus Erneuerbaren (Biomasse, Wasserkraft, Wind und Solar) durch Windenergie erzeugt.



tag, den 29.06.2019 fiel. Auf die Monatsproduktion gerechnet, wurden 51,6 % der Gesamtproduktion aus Erneuerbaren (Biomasse, Wasserkraft, Wind und Solar) durch Windenergie erzeugt.

Market and price	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - Hourly Continuous
AVERAGE	32,52 €/MWh	36,30 €/MWh
MIN	-42,24 €/MWh	-70,70 €/MWh
MAX	44,67 €/MWh	312,41 €/MWh

Im Juni 2019 gab es am 08.06.2019 insgesamt 19 Stunden lang negative Strompreise. An diesem Tag erreichten sowohl der Phelix Day Base mit -42,24 €/MWh als auch der Phelix Day Peak mit -65,94 €/MWh ein Monatstief. Das Monatsmaximum trat für beide Produkte am Dienstag, den 11.06.19 auf, wobei Notierungen von 44,67 €/MWh beim Phelix Day Base bzw. 51,62 €/MWh beim

Phelix Day Peak erreicht wurden. Die Monatsmittelwerte lagen mit jeweils 32,52 €/MWh (Phelix Day Base) und 31,68 €/MWh (Phelix Day Peak) leicht unter dem Niveau des Vormonats (37,84 €/MWh Phelix Day Base und Phelix Day Peak).

Phelix Juni 2019

Strompreis
in €/MWh

Erzeugung
in GWh/d



Windstromerzeugung (8,20 TWh)

Phelix Day Base (Ø 37,84 €/MWh)

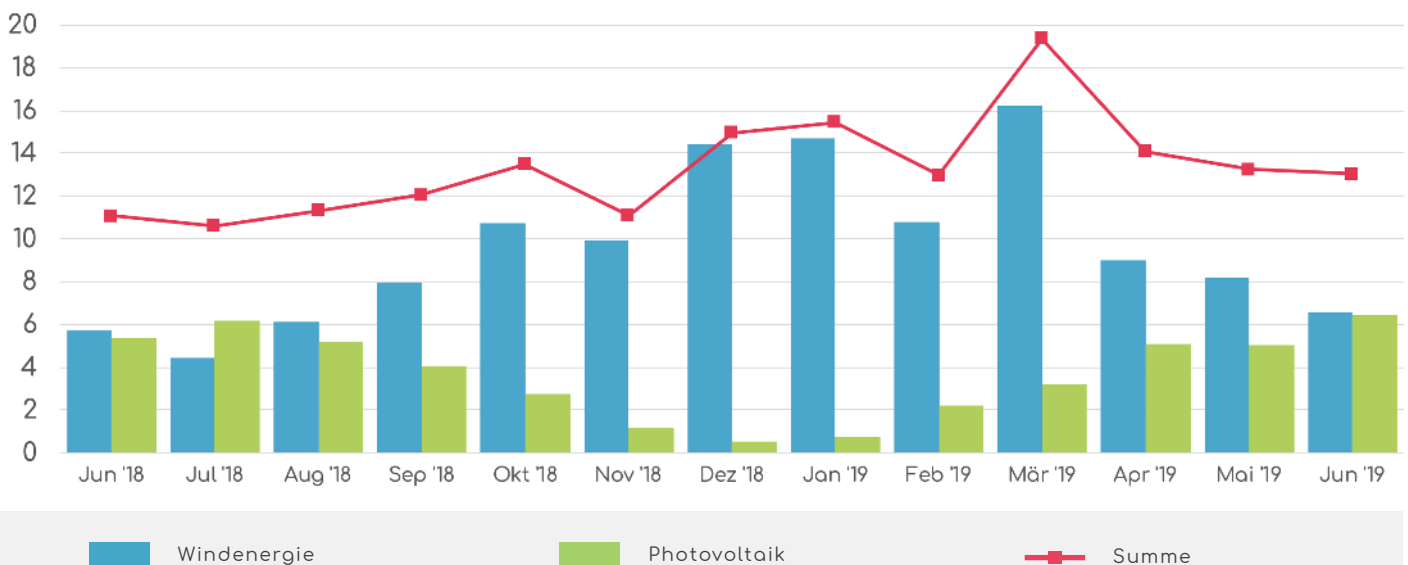
PV-Stromerzeugung (5,04 TWh)

Phelix Day Peak (Ø 37,84 €/MWh)

Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate

Erzeugung
in TWh



Windenergie

Photovoltaik

Summe

Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Meldungen

Enel veräußert 540 MW Portfolio

Insgesamt drei regenerative Energiesysteme mit einer Gesamtleistung von 540 MW hat die Enel Green Power Brasil Participações Ltda, Tochtergesellschaft des italienischen Energiekonzerns Enel S.p.A., an das chinesische Unternehmen CGN Energy International Holdings Co. Limited für 660 Millionen Euro verkauft. Die Projekte bestehen aus den beiden Solarparks Nova Olinda (292 MW) und Lapa (158 MW) sowie dem Windpark Cristalândia (90 MW), welche sich im Nordosten Brasiliens befinden. Alle drei Projekte beinhalten Stromabnahmeverträge (PPA) über 20 Jahre.

Aurora Energy Research über internationalen PPA-Markt: Deutschland mit viel aber ungenutztem Potenzial

Die Studie des Beratungsunternehmens Aurora Energy Research hat ergeben, dass Deutschland bisher im internationalen Vergleich in Bezug auf langjährige Stromlieferverträge (PPAs) hinterherhinkt. Allein in Skandinavien wurden in den vergangenen zwei Jahren Kapazitäten in Höhe von rund 4.300 MW über PPAs abgeschlossen, wohingegen das Potenzial in Deutschland bisher nahezu ungenutzt blieb. Mit der auslaufenden EEG-Vergütung für Altanlagen könnte dies aber für die Betreiber zunehmend interessanter werden. Bisher blieb die Nachfrage allerdings gering, weil die Finanzierung für die Stromabnehmer häufig teurer ist. Mit zunehmend sinkenden Technologiepreisen, Planungssicherheit der Energiekosten und einem bedeutenden Klimaschutz-Image werden die PPAs nach Angaben der Aurora aber noch attraktiver. Nach Schätzungen der Aurora Energy Research wäre es möglich, dass etwa 13 % der in der Industrie benötigten Energiemenge (rd. 50 TWh) über PPAs gedeckt werden könnte. Das entspricht einer installierten regenerativen Leistung von 17 bis 23 GW und einem Marktvolumen von 2 Milliarden Euro. Dieses

Potenzial könnte aber noch ausgebaut werden, wenn man kleinen und mittelständischen Unternehmen durch staatliche Bürgschaften den Zugang zu PPAs erleichtert.

ERG erwirbt deutsche Windprojekte mit 224 MW installierter Leistung

Der italienische Energieversorger ERG S.p.A. finalisierte zusammen mit dem deutschen Projektentwickler Windwärts Energie GmbH den Erwerb von insgesamt 13 Windenergieprojekten, die hauptsächlich in Niedersachsen und Schleswig-Holstein realisiert werden sollen. Neun dieser Projekte befinden sich erst im Anfangsstadium während sich die restlichen vier bereits in einem fortgeschrittenen Stadium der Entwicklung befinden. Der Gesamtwert der Projekte beläuft sich auf 4 Millionen Euro, aufgeteilt in einer Vorauszahlung und zurückgestellten Erfolgshonoraren in Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklung der Windprojekte.

NRW: Regelungen in der Landesentwicklungsplanung zum Nachteil der Waldbauern

Im Zuge der Landtagswahl vor zwei Jahren hatte die Landesregierung den Windenergieerlass für Nordrhein-Westfalen abgeändert. Der Mindestabstand eines Windparks zu Wohnhäusern muss jetzt mindestens 1.500 m, vorher 600 – 800 m, betragen und die Privilegierung des Windenergieausbaus innerhalb von Wäldern wurde aufgehoben. Für Waldbesitzer aus dem Sauerland, die ihre Verluste beim Holzverkauf durch die vermehrt auftretenden Stürme, Käferbefälle und Dürren gern durch Windkraftanlagen in ihren Wäldern ausgleichen möchten, fallen viele potenzielle Flächen nun weg.

Innogy beginnt mit Bau von Onshore-Windpark in den USA

Mit Beginn des Baus ihres ersten Onshore-Windparks in den USA versucht das RWE-Tochterunternehmen Innogy weiter in den USA Fuß zu fassen. Der geplante Windpark wird eine Gesamtleistung von 250 MW umfassen. Hierfür werden im Scioto Ridge, im US-Bundesstaat Ohio, 75 Siemens Gamesa Windkraftanlagen aufgebaut. Die Anlagen sollen ab dem vierten Quartal 2020 ihren erzeugten Strom ins Netz einspeisen. Das Gesamtinvestitionsvolumen für das Projekt liegt bei 300 Mio. US\$.

Green Investment Group erwirbt 100 % der Anteile eines 43 MW Windparks in Schweden

Die Green Investment Group (GIG) bestätigt den Erwerb des Hornamossen Onshore-Windparks vom Windkraftentwickler OX2. Der in der schwedischen Gemeinde Jönköping liegende Windpark umfasst eine geplante Gesamtleistung von 43 MW. Die Konstruktion von 10 getriebelosen Siemens Gamesa WEA mit einer Leistung von 4,3 MW pro Anlage soll im Juli 2019 beginnen. Ein langfristiges PPA für das Projekt wurde bereits mit Axpo Nordic, einer Tochtergesellschaft des schweizerischen Energieversorgungsunternehmens Axpo, unterzeichnet. Die kommerzielle IBN des Windparks ist für das vierte Quartal 2020 geplant.



Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung im Windpark Kührstedt-Alfstedt erfolgreich getestet

Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) soll dafür sorgen, dass die Signalleuchten der WEA nur beim Überflug von größeren Flugobjekten leuchten. In der Vergangenheit haben sich Anwohner von den Lichtern, die vorher die ganze Nacht leuchteten, gestört gefühlt. Der von der PNE AG verwaltete Windpark soll bis zum Ende des Jahres über die BNK verfügen. Die An- bzw. Abschaltung der Lichter wird durch eine Software gesteuert, die Signale von einem System erhält, welches größere Flugobjekte erfasst. Die Daten werden dann direkt übermittelt sobald sich ein Objekt nähert. Somit kann ein schnelles Anschalten der Lichter bei der Näherung eines Flugobjekts garantiert werden.

Einstieg dreier Genossenschaften in die Windkraft

Der Windpark Uthleben in Thüringen, welcher zu den Stadtwerken Nordhausen gehört, hat bisher das Interesse von insgesamt drei Energieunternehmen aus der Region geweckt. Die Energiegenossenschaft Harztor, die Energiegenossenschaft Helmetal und die Erste Erfurter Energiegenossenschaft wollen Anteile am Windpark erwerben und haben unter Vorbehalt bereits Verträge dazu unterschrieben.

Vestas nimmt einen kalifornischen Oldtimer wieder in Betrieb

Eolus North America hat sich mit Vestas über den Kauf von bis zu 13 Anlagen des Typs V126 geeinigt. Die Windenergieanlagen sollen 2020 in Kalifornien ans Netz gehen. Mit dem geschätzten Ertrag könnten pro Jahr bis zu 14.000 Haushalte mit Strom versorgt werden.

Vestas wird im 47 MW-Park in der Nähe von Tehachapi zusätzlich die Wartungsarbeiten über einen Zeitraum von 10 Jahren durchführen. Der neue Windpark wird alte Anlagen an diesem Standort ersetzen, die vor etwa 35 Jahren errichtet wurden, und dabei fast dreimal mehr Leistung einspeisen als zuvor.

300 MW-Projekt für Nordex in Texas

In der Nähe der Stadt Mart in Texas soll im Jahr 2020 das Projekt „Prairie Hill“ mit rund 100 Turbinen der Baureihe AW 3000 von Nordex umgesetzt werden. Die Lieferung und Errichtung der Windkraftanlagen soll dabei von Nordex übernommen werden. Darauf einigten sich die Nordamerikanische Tochtergesellschaft des Energiekonzerns Engie S.A. und die Nordex Group. Der Windpark soll Anlagen vom Typ AW 140/3000 erhalten, welche eine Nabenhöhe von 82 m aufweisen. Die AW 3000 Baureihe besitzt zurzeit die größte überstrichene Fläche bei einer Gesamthöhe von 152,4 m.

Neues Solar-Hybridprojekt für juwi Renewable Energy

Im Auftrag der Energy Developments PTY Ltd (EDL) sollen in das bereits bestehende thermische Kraftwerk, welches die Agnew Gold Mine in Westaustralien mit Strom versorgt, eine einachsig nachgeführte 4 MW PV-Anlage mit einer leistungsfähigen Micro-Grid-Steuerung und ein Wolkenprognosetool integriert werden. Dieser Auftrag resultiert unter anderem aus der erfolgreichen Umsetzung einer Solar-Hybrid-Kraftanlage für die DeGrussa-Mine (Westaustralien). Die Gold- und Kupfermine wird durch einen 10,6 MW Solarpark mit einer 6 MW Batterie und einem hybriden Steuerungssystem bereits seit über zwei Jahren dauerhaft mit Strom versorgt.

Die Erneuerung des Windparks Uetze-Süd steht auf dem Abstellgleis

Der insolvente Anlagenhersteller Senvion hatte der Firma Baywa re, welche den Windpark Uetze-Süd erneuern wollte, eine Lieferung von acht neuen Anlagen mit einer maximalen Leistung von 3,4 MW pro Anlage ab Mai zugesagt. Eigentlich war geplant, dass acht der neun 100 m Türme bis August durch 200 m Türme ersetzt werden. Demzufolge wurden diese zum Anfang des Jahres abgerissen. Jedoch ist momentan noch nicht abzuschätzen, wann das eigentlich geplante Vorhaben nun endgültig in die Tat umgesetzt werden kann. Trotz der Verzögerung bei der Errichtung der Windkraftanlagen wird an der Realisierung des neuen Umspannwerks nördlich von Katensen gearbeitet. Dieses soll dann die Einspeisung von Strom aus Uetze-Süd sowie anderen Windparks ermöglichen.



Bild <https://elsa.senvion.com/>

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV
GEBOTSTERMIN	01.05.2019	01.06.2019 Sonderausschreibung
ZUSCHLAGSVOLUMEN GEBOTSVOLUMEN	270 MW 650 MW	205 MW 150 MW
ZULÄSSIGER HÖCHSTWERT	6,20 ct/kWh	7,50 ct/kWh
HÖCHSTER ZUSCHLAGSWERT	6,20 ct/kWh	5,58 ct/kWh
NIEDRIGSTER ZUSCHLAGSWERT	5,94 ct/kWh	4,97 ct/kWh
MENGENGEWICHTETER DURCHSCHNITT	6,13 ct/kWh	5,47 ct/kWh

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"		
Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,43 %	23.05.2019
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 15 Jahre	1,68 %	14.06.2019
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,48 %	14.06.2019

Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen		
Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40 %	24.06.2019
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40 %	24.06.2019
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,50 %	24.06.2019



Impressum

4initia GmbH
Reinhardtstraße 29
DE-10117 Berlin

Tel.: +49 30 27 87 807-0
Fax: +49 30 27 87 807-50
E-Mail: info@4initia.de

www.4initia.de

Verantwortlich für diesen
Newsletter gemäß
§ 5 TMG, § 55 Abs. 2 RStV:

Torsten Musick

Redaktionsschluss: 08.07.19