



NEWS^{LETTER} März 2016

3/2016

- ◆ *Das EEG 2016 und die Folgen für die verschiedenen Akteursgruppen*
- ◆ *Strompreisrückblick Februar 2016*
- ◆ *Siemens auf Expansionskurs*
- ◆ *Thüga übernimmt 14 MW von eno energy*
- ◆ *Norwegisch-Schweizerische Investition in ein Gigawatt Windenergie*
- ◆ *Mutterkonzern von LEGO investiert in Offshore-Windenergie*
- ◆ *Degression der EEG-Vergütung für Windenergie zum 1. Juli 2016 beträgt 1,2%*
- ◆ *§ 24-Risiko soll zukünftig gedämpft werden*
- ◆ *Strompreisprognose nach unten angepasst*
- ◆ *Windbranche appelliert wieder für feste Mindestausschreibungsmenge*
- ◆ *Windparks dem Gegenwind der Vogelschützer verstärkt ausgesetzt*
- ◆ *Innovationen im Anlagenbau*

Das EEG 2016 und die Folgen für die verschiedenen Akteursgruppen

Geringeres Marktvolumen und gestiegener Preisdruck erfordern Anpassungen

von Philipp Scheerer

Die im vorliegenden Referentenentwurf des EEG 2016 vom 29.02.2016 und in den Fortschreibungen des Eckpunktepapiers des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi), Stand 29.02.2016, enthaltenen Regelungen werden durch die Einführung eines Ausschreibungsmodells zu einer massiven Ausweitung des Konkurrenzkampfs insbesondere im Bereich der Windenergie an Land führen.

Zwar werden sich möglicherweise bis zur letzten Minute des Gesetzgebungsverfahrens noch Änderungen der bekannten Eckpunkte ergeben. Der Grundrahmen steht allerdings fest.

Zentraler Baustein des EEG 2016 ist die Umstellung des Fördersystems auf ein Ausschreibungsmodell, in welchem eine bestimmte Menge an Leistung in Megawatt (MW) ausgeschrieben wird. Die Teilnehmer der Auktion geben ein Gebot auf den „anzulegenden Wert“ ab, zu dem

sie ihr Projekt realisieren würden. Dabei werden die Gebote beginnend mit dem niedrigsten Wert sortiert, und so lange Zuschläge erteilt bis die ausgeschriebene Leistungsmenge verteilt ist.

Teilnahmevoraussetzungen sind u.a. die Vorlage einer Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bis spätestens sechs Wochen vor dem Gebotstermin und die Hinterlegung einer Sicherheit von 30 €/kW der geplanten Leistung. Eine Übertragbarkeit der Förderberechtigung ist nicht vorgesehen. Daher ist darauf zu achten, dass die Projektgesellschaft und nicht etwa eine natürliche Person oder die Konzernmutter auf den Gebotsunterlagen und der Genehmigung steht.

Bei der Kalkulation des Gebotswertes dreht sich das Vorgehen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung nun komplett um. Im aktuellen System kalkuliert man die Rentabilität des Projektes anhand einer fest-

gelegten Vergütung. Nun müsste man die gewünschte Rendite vorab festlegen, um die dafür benötigte Vergütung zu bestimmen.

Im Unterschied zu seinen Vorgängern enthält das EEG 2016 die Möglichkeit, den politisch gewünschten Zubaukorridor einzuhalten und „industriepolitisch unerwünscht starke Schwankungen von Jahr zu Jahr“ zu vermeiden. Die Ausschreibungsmenge wird dabei mit folgender Formel ermittelt:

1: Die Zielmenge für EE-Strom ist definiert als 45% des Bruttostromverbrauchs in 2025. Zur Abschätzung des Bruttostromverbrauchs in 2025 wird ein gewichteter Fünf-Jahres-Durchschnitt des Stromverbrauchs in den vorangegangenen fünf Jahren gebildet.

2: Die Strommenge aus EE-Bestandsanlagen ist definiert als Strommenge aus der installierten Leistung zum 31.12. des Vorjahres zu dem Jahr, in dem die

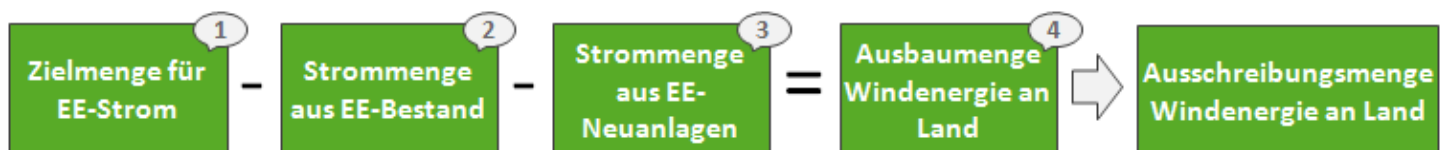


Abbildung 1: Formel zur Ermittlung der Ausschreibungsmenge. Eigene Darstellung nach Eckpunktepapier BMWi Stand 29.02.2016

Festlegung der Ausschreibungsmenge erfolgt. Für die erste Ausschreibungsrunde, die in 2016 definiert wird, ist es also die installierte EE-Leistung zum 31.12.2015. Die voraussichtliche Stromproduktion dieser Anlagen ist definiert als der Fünf-Jahres-Durchschnitt, wobei das Stromerzeugungspotential der Anlagen und ein normales Wetterjahr zugrunde gelegt werden. Hiervon abgezogen werden Anlagen, die voraussichtlich bis 2025 außer Betrieb gehen. Hierbei wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr angenommen, wobei für PV-Anlagen abweichend eine Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt wird.

3: Die Strommenge aus EE-Neuanlagen ist definiert als Produktion der Anlagen, die im jeweils laufenden Ausschreibungsjahr in Betrieb gehen. In den Jahren 2017 und 2018 betrifft dies auch die sog. Übergangsanlagen, die noch nach dem EEG 2014 vergütet werden. Um die Strommengen der Anlagen zu bestimmen, trifft das BMWi konservative Annahmen über die Höhe der durchschnittlichen Volllaststunden. Diese liegen für Wind an Land bei 2.200, für Wind auf See bei 4.200, für PV > 1 MW bei 1.000, für PV < 1 MW bei 950 und für Biomasse bei 4.000.

4: Zunächst wird mit der beschriebenen Formel die Strommenge ermittelt, die im Jahr 2025 von WEA an Land, unter Einhaltung des Ausbaukorridors, erzeugt werden soll. Die Umrechnung von der Strommenge auf die Leistung erfolgt anhand folgender Parameter:

- Durchschnittlich 2.200 Volllaststunden
- Nicht-Realisierungsrate von 10%
- Durchschnittlicher Zeitraum zwischen

Ausschreibungs- und Realisierungszeitpunkt von 18 Monaten.

Laut BMWi führt die Formel zu einer Ausschreibungsmenge von 2.900 MW (brutto) im Jahr 2017.

In der vorletzten Fortschreibung des Eckpunkteapiers vom 15.02.2016 wird ein Mindestwert der Ausschreibungsmenge von 2.000 MW (brutto) für den

einstellen. Der festgelegte Höchstwert für einen 100% Standort (Berechnung s.u.), der nicht überboten werden darf, liegt bei sieben Cent pro Kilowattstunde (kWh). Der Höchstwert unterliegt einer Degression von 1% pro Jahr ab dem 01.01.2016, kann jedoch maximal bis zu 10% von Jahr zu Jahr verändert werden. Nach Umrechnung mit den Korrekturfaktoren ergeben sich folgende Höchstwerte in Abhängigkeit von der Standortgüte:

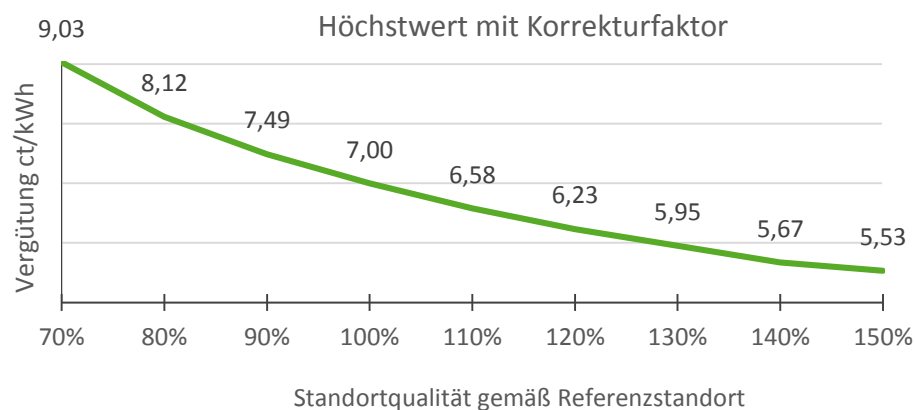


Abbildung 2: Höchstwert nach Korrekturfaktor in Abhängigkeit der Standortqualität. Eigene Abbildung nach Eckpunktepapier BMWi Stand 15.02.2016

Fall genannt, dass das Ergebnis der Formel darunter liegt. Im aktuellen Eckpunktepapier vom 29.02.2016 nimmt das BMWi die konkrete Zahl für die Mindestausschreibungsmenge wieder zurück und spricht nur noch davon, dass „deren genaue Höhe noch festzulegen ist“. Nach Einschätzung von Fachleuten ist die Einführung einer Mindestmenge dringend geboten, da sich mit der o.g. Formel, je nach Annahmen, auch Ausschreibungsmengen von deutlich unter 2.000 MW ergeben könnten.

Neben dem sinkenden Marktvolumen muss sich die Branche auch auf eine deutliche Reduzierung der Vergütung

Die tatsächliche Standortgüte wird gemäß dem Gesetzentwurf nach fünf, zehn und 15 Betriebsjahren überprüft. Sollte sich ergeben, dass der tatsächliche Ertrag um mehr als 1% vom prognostizierten Gütefaktor abweicht, so ist die zu viel erhaltene Vergütung mit Zinsen zurückzuhalten und es erfolgt eine Absenkung der Vergütungshöhe für die nächste Periode. Umgekehrt kann der Betreiber aber auch eine Nachzahlung erhalten, wenn sich herausstellt, dass sein Ertragsgutachten zu pessimistisch war. Bei der Überprüfung des Referenzertrages werden BlmSchG-bedingte Abschaltungen berücksichtigt. Nichtwindbedingte Still-

standzeiten, die jeweils länger als 24 Stunden dauern oder 100 Stunden pro Jahr überschreiten, werden nicht als Betriebszeit berücksichtigt. Bei EisMan-Abschaltungen werden die nicht eingespeisten Strommengen zum Standortertrag hinzuaddiert. Die Anforderungen an die Prognosegenauigkeit der Windgutachten werden steigen.

Eine weitere fundamentale Änderung des Systems ergibt sich in Bezug auf den Referenzstandort. Im EEG 2014 werden die Standortunterschiede durch die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung im zweistufigen Vergütungsmodell im gewissen Maße nivelliert. Die Dauer der Anfangsvergütung bestimmt das Verhältnis des Ertrags am jeweiligen Standort zum Referenzertrag an dem 100%-Standort. Dieser ist mit einer Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s auf 30 m Höhe definiert. Die Interpolation auf die tatsächliche Nabenhöhe erfolgt mit dem logarithmischen Windprofil. Eine der Eingangsgrößen des logarithmischen Windprofils ist die Rauheitslänge z_0 , welche ein Maß für die Oberflächenbeschaffenheit des Bodens ist. Dieses Verfahren ist gut für die Interpolation bis in eine Höhe von 100 m geeignet. Ab dieser Höhe führt das logarithmische Windprofil zu einer systematischen Überschätzung der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe bis 140 m. Dies führt zu einem unrealistisch hohen Referenzertrag, so dass im Ergebnis aus Sicht des Gesetzgebers über zu lange Zeiträume die erhöhte Anfangsvergütung bezahlt wird.

Im Gegensatz dazu ist im EEG 2016 eine feste Vergütung für genau 20 Jahre vorgesehen. Die Standortqualität übt ihren Einfluss nun durch die Höhe der jeweiligen projektspezifischen Vergütung aus. Um diese zu bestimmen wird das Windtragspotential am geplanten Standort ermittelt und mit der Standortqualität gemäß Referenzstandort ins Verhältnis gesetzt. Aus diesem Verhältnis ergeben sich Korrekturfaktoren, mit denen sich z.B. ein 80%-Standort auf den 100%-Standort umrechnen lässt. Der 100%-Standort ist neu definiert – mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m Höhe. Die Interpolation auf die tatsächliche Nabenhöhe erfolgt mit dem mittleren Windprofil, welches durch das Potenzgesetz nach Hellmann beschrieben ist. Der Hellmann-Exponent wird im Gesetzentwurf mit 0,25, und damit am unteren Ende seiner typischen Spanne, angegeben. Hierbei gilt, dass die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe umso stärker ist, je höher der Hellmann-Exponent gewählt wird. Im Ergebnis senkt der Gesetzgeber hiermit den Referenzertrag, so dass der Einfluss auf die Bewertung der Standortgüte erhöht wird, was im Ergebnis zu einer geringeren Vergütung führt. Im alten Modell hätte

man für den gleichen Standort eine Windgeschwindigkeit von 6,6 m/s auf 100 m Höhe berechnet und damit also auch höhere Referenzerträge. Ihren Schnittpunkt haben beide Modelle bei einer Höhe von 140 m. Ab diesem Wert ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe stärker als im alten Modell. Konkret bedeutet das, dass Standorte an denen eine Nabenhöhe von über 140 m verbaut ist im neuen System relativ stärker gefördert werden. Dies gilt besonders für windschwache Standorte.

Demzufolge soll das EEG 2016 den Trend zu immer höheren Nabenhöhen weiter verstärken. Dies wird von den Herstellern bereits antizipiert. So ist zum Beispiel die Vestas V126 bereits mit einer Nabenhöhe von 166 m erhältlich.

Damit wappnen sich die Hersteller für den steigenden Preisdruck, der durch den schrumpfenden Markt und einen stärkeren Konkurrenzkampf auf sie zukommt. Eine weitere Akteursgruppe, an die der steigende Preisdruck weitergegeben wird, dürften die Flächenbesitzer sein, welche in den letzten Jahren vom Konkurrenzkampf der Projektentwickler profitiert haben und erlösabhängige Pachten von teilweise mehr als 15% einstreichen konnten.



Für die Banken ändert sich bei einer Projektfinanzierung auf den ersten Blick nicht viel. Die Projektierer kommen mit einer Genehmigung und einem festen Vergütungssatz, der nun wieder den Charme hat, über 20 Jahre fixiert zu sein, zu ihnen. Um eine zügige Projektumsetzung zu gewährleisten, wird allerdings eine verstärkte Zusammenarbeit vor Kreditzusage erforderlich sein. So empfiehlt sich aus Bankensicht eine enge Abstimmung mit dem Projektierer bereits bei der Kalkulation des Gebotswertes. Daraus ergeben sich ein erhöhter Arbeitsaufwand und höhere Anforderungen an die fachliche, also interdisziplinäre und umfassende, Kompetenz im Windenergiegeschäft. Ob dieser Aufwand durch erhöhte Bearbeitungsgebühren an die Projektierer weitergegeben werden kann, erscheint aufgrund des sich verschärfenden Wettbewerbs fraglich. Gleichzeitig steigt der Eigenkapitalbedarf der Projektierer bei einem gleichzeitig steigenden Bonitätsrisiko, da die Projektierer nun das Zuschlagsrisiko tragen. Sollten sie bei ihrem ersten Gebot keinen Zuschlag erhalten, müssen sie auf die nächste Ausschreibungsrunde warten und ggf. ihren Gebotswert absenken. Hieraus ergeben sich neue Möglichkeiten für Risikokapitalgeber, in dieser Phase mit den Projektierern zusammen zu arbeiten. Auch wird sich der Handel mit Projektrechten ausweiten, wenn Projektierer ein fertig genehmigtes Projekt nicht realisieren können. In beiden Fällen stellt sich

für den Risikokapitalgeber wie für den Projektrechtekäufer die Frage, wie der Wert der Projektrechte zu bewerten ist. Die im EEG 2014 unter dem Schlagwort „§ 24“ bekannten Regelungen zur Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Strompreisen finden sich nun in § 51 wieder, allerdings um eine für die Betreiber günstige Definition ergänzt. Der Wert eines Stundenkontrakts gilt demnach als negativ (keine Vergütung), wenn der Wert in der vortägigen Auktion am Spotmarkt (Day Ahead) und der volumengewichtete Durchschnitt aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel (Intraday) negativ sind. Da nun zwei Voraussetzungen erfüllt sein müssen, sinkt das Risiko kurzfristig. Zwischen 2012 und 2015 lag die Anzahl der Stunden, die die Kriterien des § 51 erfüllen, zwischen zehn und zwanzig¹. Langfristig zeigen Strommarktmodellierungen von Enervis, Energy Brainpool und Fraunhofer ISI eine deutliche Zunahme von Stunden mit negativen Strompreisen. Bei der Frage nach der Häufigkeit von zukünftigen negativen Sechsstundenblöcken kommen die Studien jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Die Erhaltung der Akteursvielfalt gehört neben der Einhaltung des Ausbaukorridors und der Intensivierung des Wettbewerbs zu den drei Leitmotiven, die im Eckpunktepapier des BMWi genannt werden. Die Regelungen hierzu gehören aber auch zu den am meisten kritisierten und die Wahrscheinlichkeit, dass sich hier im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens noch etwas ändert, ist hoch. Da sich mit der Umstellung auf Ausschreibungen die administrativen Kosten erhöhen und neue Risiken entstehen

(Zuschlags-, Preis- und Pönalisiko), sollen „schutzwürdige Akteure“ mit Ausnahmeregelungen privilegiert werden. Als schutzwürdige Akteure definiert das BMWi wie folgt:

- Die „lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaft“ muss aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern bestehen.
- Mindestens 51% der Stimmrechte müssen bei Mitgliedern der Gesellschaft liegen, die seit mindestens einem Jahr in dem Landkreis gemeldet sind, in dem sich die Fläche, auf der die WEA errichtet werden soll, befindet.
- Kein Mitglied der Gesellschaft darf mehr als 10% der Stimmrechte halten.

Für die so definierten Bürgerenergiegesellschaften gilt:

- Die Projektgröße ist auf sechs WEA und insgesamt höchstens 18 MW begrenzt.
- Die Gesellschaft und alle ihre Mitglieder dürfen innerhalb der vergangenen zwölf Monate nicht mit einem anderen Windprojekt an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Die Ausnahmeregelungen erleichtern die Teilnahme für Bürgerenergiegesellschaften insofern, dass es zunächst keiner BImSchG-Genehmigung bedarf. Diese muss spätestens zwei Jahre nach dem Zuschlag vorliegen. Damit muss dieser wesentliche Kostenanteil erst aufgewandt werden, wenn Gewissheit über den Zuschlag besteht. Das Genehmigungsrisiko bleibt hingegen bestehen und verschärft sich insofern, dass die Erstsicherheit verloren ist, sollte keine Ge-

nehmung erreicht werden oder sollte der genehmigte Betrieb nicht wirtschaftlich sein.

Die zu hinterlegende Sicherheit von 30 €/kW wird für Bürgerenergiegesellschaften zweigeteilt. Bei Gebotsabgabe sind 15 €/kW als Erstsicherheit zu hinterlegen, der Restbetrag ist zwei Monate nach der Erteilung der Genehmigung zu leisten.

Außerdem muss die Bürgerenergiegesellschaft bei Gebotsabgabe die Flächensicherung des geplanten Standortes nachweisen und ein Windgutachten eines zertifizierten Gutachters vorlegen.

Die beschriebenen Ausnahmeregelungen sind grundsätzlich erfüllbar und stellen somit keine Hürde für Bürgerwindprojekte dar, auch wenn man den administrativen Aufwand kritisieren kann. Kritischer für Bürgerwindprojekte dürfte die Hinterlegung der Sicherheiten sein. Der Initiator hat zu Beginn der Planungen weder eine Genehmigung noch Gewissheit über den Zuschlag. Auf dieser Basis dürfte es schwer sein, von seinen Mitbürgern Geld einzuwerben, zumal die Gefahr besteht, die Erstsicherheit zu verlieren. Bei einem 18 MW Projekt wären dies immerhin 270.000 €.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass mit dem EEG 2016 das Marktvolumen verkleinert und der Preisdruck erhöht wird. Dies dürfte v.a. kleine und mittelständische Projektierer treffen und zu einer Dominanz von Großprojektierern führen. Da es keine Grenze für das Zuschlagsvolumen innerhalb einer Gebotsrunde gibt, könnten große Projektierer oder Investorengruppen theoretisch das gesamte Volumen einer Ausschreibungs-

runde erhalten und Wettbewerber so aus dem Markt drängen.

In der Vergangenheit waren es gerade kleine und mittelständische lokale Projektierer, die mit ihren Projekten für eine breite Beteiligung von Bürgern gesorgt haben. Auch wenn eine Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften vorgesehen ist, wird die Bürgerbeteiligung insgesamt erschwert.

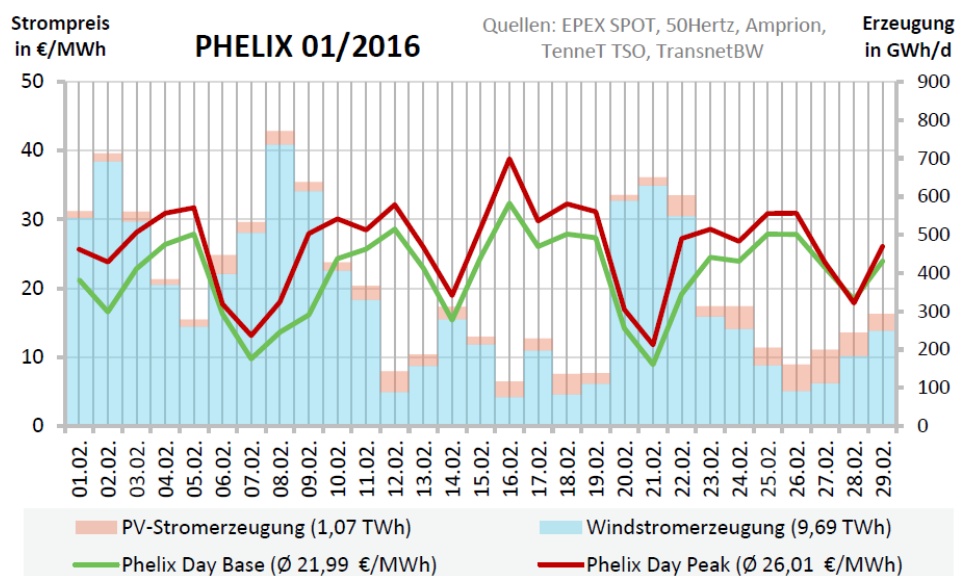
Die Zubaumenge dürfte in den kommenden Jahren zwar unter die Rekordwerte von 2014 und 2015 sinken, jedoch wird es zunächst durch die Übergangsanlagen nicht zu einem drastischen Markteinbruch kommen. Sollte die anfängliche Ausschreibungsmenge von 2.900 MW brutto zutreffen und realisiert werden, läge der durchschnittliche Zubau sogar über dem Durchschnitt der letzten zehn Jahre von 2.460 MW brutto. Dennoch wäre nicht zuletzt auch eine Mindestausschreibungsmenge wünschenswert.

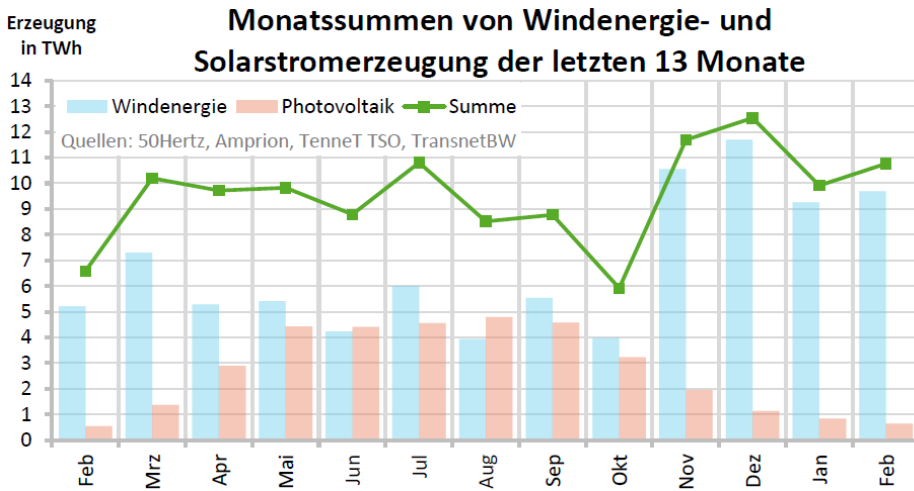
Quellen:

1 Enervis Energy Advisors 2015

Strompreistrückblick Februar 2016

Auch der Februar brachte uns einen erneuten Windrekord, wie auch die letzten Monate. Am 8. Februar zwischen 21 und 24 Uhr konnten fast 34 GW der gesamten deutschen Windenergieleistung von knapp 41 GW in Strom umgewandelt werden. Die massive Einspeisung hielt noch bis in die ersten Stunden des Folgetages an, was zu einem Preisrückgang an der Börse EPEX Spot zu negativen Werten führte. Fünf Stunden mit negativen Preisen wurden ermittelt, eine Stunde zu wenig, sodass es zu einem Ausfall der EEG-Vergütung laut § 24 EEG 2014 kommen würde. Auch der Intraday-Handel lief nur in diesen fünf Stunden zu negativen Preisen, was für die Ausfall-Regelung unter EEG 2016 laut der aktuellen Entwurfsfassung relevant wäre. Insgesamt schwankte der Preis auf dem Day Ahead Market an diesem Tag zwischen knapp -20 und 40 €/MWh. In den nächsten vier Tagen erholte sich die Börse von der massiven Windenergieeinspeisung,





und nach dem üblichen Preisrückgang am Sonntag pendelte sich der Tagesdurchschnitt auf der Börse bei ca. 28 €/MWh ein. Doch ab Samstag bis Montag herrschte wieder ein stürmisches Wetter, und der Strompreis stürzte bis auf das Monatsminimum von rund 9 €/MWh am Sonntag, den 21. Februar ab. Mit der Reduzierung der Windstromproduktion um die Hälfte stieg der Preis auf ca. 28 €/MWh, wie an den Tagen Donnerstag und Freitag der anderen [vergangenen] Wochen. Insgesamt weist der Februar eine stark ausgeprägte Schwankung im Wochenverlauf auf. Der Monatsdurchschnittspreis ging im Februar um 33% zum Vormonat zurück, während die EE-Produktion mit 10,77 TWh nur 9% über dem Januar-Wert lag. Die Februar-Mittelwerte des Phelix Day Base von rund 22 €/MWh und des Phelix Day Peak von 26 €/MWh sind die niedrigsten seit mindestens zwölf Jahren.

Siemens auf Expansionskurs

Intensive Verhandlungen mit Gamesa-Shareholders

Sollte sich Siemens für einen großen Expansionschritt entscheiden, so wird dieser durch die Zusammenlegung der Windenergiegeschäfte mit Gamesa erfolgen. Siemens ist bereit, seine Aktivitäten in ein Joint Venture mit dem spanischen Hersteller zu übertragen. Dafür erwartet Siemens einen 60%-igen Anteil an dem neuen Gigant auf dem Windenergiemarkt und sicheren Zugang zu den Wachstumsmärkten der Schwellenländer. Gamesa fertigt Turbinen in Spanien, China, Indien und Brasilien. Der Zusammenschluss von Siemens und Gamesa würde laut der Beratungsfirma FTI ca. 15% des globalen Windenergiemarkts innehaben und somit den Marktführer Vestas übernehmen. Die Transaktion ist allerdings aktuell ins Stocken geraten, da sich die Verhandlungen zwischen Gamesa und Areva über die Offshore-Sparte verzögern. Der französische Konzern Areva gründete zusammen mit Gamesa im letzten Jahr

das Joint Venture Adwen für ein gemeinsames Wind-Offshore-Geschäft. Areva hat nun die Wahl, den Gamesa-Anteil an Adwen entweder zu erwerben, oder an das Joint Venture Siemens-Gamesa zu verkaufen.

Thüga übernimmt 14 MW von eno energy

Strategische Partnerschaft angedacht

eno energy verkauft einen Windpark bestehend aus vier Turbinen eigener Fertigung mit jeweils 3,5 MW an die Thüga Erneuerbare Energien. Der Windpark nahe Teutschenthal im Landkreis Mansfeld-Südharz ist seit 2015 im Betrieb. Auch weitere gemeinsame Projekte, bis hin zu Projektentwicklung, sind avisiert. Thüga baut aktuell zwei Windparks in Hessen und Baden-Württemberg, die noch in diesem Jahr in Betrieb gehen sollen.

Norwegisch-Schweizerische Investition in ein Gigawatt Windenergie

Fosen Wind wird die norwegische Windenergiekapazität verdoppeln

Die europäische Windenergiebranche verzeichnet aktuell einige Mega-Windparks in Planung. Einer davon ist das norwegische Projekt Gigant Fosen Vind mit 278 Turbinen. Die Windverhältnisse in der Region um Trondheim, ca. 500 km nördlich von Oslo, gelten als ideal. Sechs



Windparks sollen zwischen 2018 und 2020 gebaut werden. Statkraft ist für die Projektrealisierung verantwortlich und wird 52,1% an dem Joint Venture halten. TrønderEnergi beteiligt sich zu 7,9%. Die restlichen 40,0% kauft das schweizerische Konsortium Nordic Wind Power DA. Dieses ist von der Credit Suisse Energy Infrastructure Partners AG gegründet und von der BKW AG unterstützt.

Mutterkonzern von LEGO investiert in Offshore-Windenergie

258 MW-Projekt vor englischer Westküste soll 2017 ans Netz

Die Kirkbi A/S aus Dänemark kauft 25 Prozent des vom dänischen Energiekonzern Dong Energy geplanten Offshore-Windpark-Projektes Burbo Bank Extension in der Irischen See vor Liverpool. Kirkbi A/S ist das Holding- und Investment-Unternehmen der Familie Kirk Kristiansen, zu dessen Portfolio auch die Anteilsmehrheit am LEGO-Konzern gehört; mit Kjeld Kirk Kristiansen führt ein

Enkel von LEGO-Erfinder Ole Kirk Kristiansen die Geschäfte des Familienunternehmens. Weitere 25 Prozent des mit 32 8-MW-Turbinen von MHI Vestas Offshore ausgestatteten Parks erwirbt der dänische Pensionsfonds PKA. Insgesamt müssen die Investoren bis 2017 rund 845 Mio. € für ihre Anteile zahlen. Das Projekt, das rund 230.000 Haushalte mit Strom versorgen kann, soll in der ersten Jahreshälfte 2017 fertig gestellt werden.

Degression der EEG-Vergütung für Windenergie zum 1. Juli 2016 beträgt 1,2%

Maximale Degression hält auch für das dritte Quartal an

Die Bundesnetzagentur ermittelte in dem Referenzzeitraum für die dritte Degression am 1. Juli 2016 einen Netto-Zubau von 3.564 MW. Besonders viele Windenergieanlagen an Land wurden im Dezember 2015 und Januar 2016 in Betrieb genommen. Somit ist die Obergrenze des Zielkorridors nach EEG 2014 um fast

1,0 GW überschritten und die maximale Degression von 1,2% pro Quartal hält in der dritten Runde an. Für die letzte Degression in diesem Jahr (zum 1.10.2016) läuft der Bezugszeitraum noch bis Ende April. Aktuell wurden laut dem von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Anlagenregister (Stand: 28.01.2016) 2,9 GW netto seit Mai 2015 installiert.

§ 24-Risiko soll zukünftig gedämpft werden

Vergütungsausfall 2015 würde sich auf 19 Stunden begrenzen

Einer der spannenden offenen Punkte der EEG-Novellierung ist der Vergütungsausfall bei negativen Preisen an der Strombörse, der im aktuellen EEG im §24 geregelt ist. Seit dem 1. Januar 2016 sinkt die Vergütung der neuen Windenergieanlagen auf null, wenn negative Strompreise auf dem Day Ahead Market an der EPEX über sechs Stunden anhalten. Starke Kritik und große Befürchtungen zu den Auswirkungen einer solchen Regelung in der Zukunft stützten auf unterschiedliche Prognosen und Schätzungen dazu. Bei der Gesetzesänderung soll diese Regelung dadurch gedämpft werden, dass die Vergütung nur dann ausfällt, wenn negative Preise zugleich auf dem Intraday Market herrschen. Für das Jahr 2015 bedeutet das eine Reduktion der nicht vergüteten Stunden von 56 auf 19. Allerdings wächst somit die Komplexität der Prognostizierung solcher Vorkommen.

Langfristig zeigen die durchgeführten Strommarktmodellierungen unterschiedlich starke Zunahme negativer Strompreise. Fraglich ist auch die Wirksamkeit dieser Regelung zur Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt. Aus diesem Grund empfiehlt eine Studie vom 24.12.15 im Auftrag des BMWi die komplette Abschaffung dieser Regelung oder eine Kompensationslösung.



Strompreisprognose nach unten angepasst

Baseload-Preis von 30 auf 24 €/MWh korrigiert

Die französische Investmentbank Societe Generale hat ihre Strompreisprognosen stark nach unten korrigiert. Für 2018 setzten die Analysten die Preiserwartung für Baseload von 30,0 €/MWh auf 24,0 €/MWh herunter. 2019 und 2020 wird nur eine sehr geringe Preissteigerung auf 24,6 €/MWh und 25,1 €/MWh erwartet. Begründet wird die Preisentwicklung mit den anhaltenden Rohstoffpreisen und schwächerer Nachfrage.

Windbranche appelliert wieder für feste Mindestausschreibungsmenge

Zukünftiges jährliches Zubauvolumen ungewiss

Knapp 50 Unternehmen der Windbranche, darunter Hersteller, Projektentwick-

ler, Serviceunternehmen sowie Energiekonzerne wie Dong Energy und EnBW haben in einer gemeinsamen Erklärung ihre Sorgen über die Zukunftsperspektiven und das Beschäftigungsniveau in der Branche geäußert. Wie bereits im „Wismarer Appell“ Ende Januar werden Änderungen in der geplanten Mengensteuerung der Windenergie onshore gefordert. Die Branchenakteure befürchten ein Bruttoausschreibungsvolumen von lediglich 2.000 MW pro Jahr, was für die Technologieführerschaft und derzeitige Beschäftigung von ca. 130.000 Menschen nicht ausreicht, so BWE. Deswegen wird in der Erklärung für ein stabiles Ausschreibungsvolumen von 2.500 MW netto für Windenergie onshore plädiert. Ein kontinuierlicher Ausbau ist für anhaltende Investitionen in die günstigste Erneuerbare Energie entscheidend. Der Netzausbau, bisher der Engpass der Energiewende, soll forciert werden. Dazu würde eine verstärkte Vernetzung mit den Nachbarländern beitragen. Auch mit Sektorenkopplung verbinden Verbände und Unternehmen der Windbranche Hoffnungen auf größere Ausbauziele.

Windparks dem Gegenwind der Vogelschützer verstärkt ausgesetzt

Mäusebussard kann neuer Problemvogel werden

Anfang des Jahres hat ein Artikel in der Süddeutschen Zeitung für neue Befürchtungen bei den Projektentwicklern gesorgt. Zu dem bereits als „kritisch“ bezeichneten Zustand des Rotmilans wurde ein neues Risiko erkannt – die Bedrohung des Mäusebussards. Das sollte das Zwischenergebnis der Studie „Progress“ sein, die BioConsult SH und drei weitere wissenschaftliche Einrichtungen im Auftrag von BMWi durchführen. Auf der Webseite von BioConsult SH ist eine Präsentation mit der Hochrechnung des Kollisionspotenzials von Mäusebussarden in Schleswig-Holstein einsehbar. Danach kollidieren 6% der Mäusebussard-Population im Bundesland Nummer zwei nach installierter Windenergieleistung. Im Zwischenergebnis wird ein „potenziell negativer Effekt“ auf die Vogelart mit kleiner Population festgestellt. Laut Lars

Lachmann, dem Referenten für Ornithologie in der Bundesgeschäftsstelle des Nabu, wäre ein Fokus auf Mäusebussarde ein weit größeres Problem für die Windparkplanungen als auf den Rotmilan, denn: „Man wird wenige Standorte finden, an denen kein Mäusebussard ist“. Bei der Schaffung neuer Ausschlusskriterien für Windparks soll aber nicht vergessen werden, dass Windenergieausbau eine der Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist, ohne welche jede sechste Spezies aussterben wird, so eine Untersuchung der Universität Connecticut.

Innovationen im Anlagenbau

Trend zu Höhenwindanlagen setzt sich fort

Nach Aussagen des Anlagenbauers K2 Management ist es nur noch eine Frage der Zeit, bis Turbinen mit einer Nabenhöhe von 170 Metern weltweit im Einsatz sein werden. Dies sei aus den Erfahrungswerten der letzten Jahre sowie dem technischen Fortschritt abzuleiten, der zu immer höheren Maschinen mit längeren Rotorblättern führe. Tatsächlich hat seit 1999 die durchschnittliche Nabenhöhe neuer Anlagen um 48% zugenommen. Nach Berechnungen von K2 Management würde eine 3-MW-Anlage am Rande eines Waldstücks bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 6 m/s bei einer Vergrößerung der Nabenhöhe von 70 auf 170 Meter im Schnitt einen um 35 Prozent erhöhten prognostizierten

Energieertrag erbringen. Je komplexer das Terrain, etwa aufgrund von Wäldern, Bergen oder Gebäuden, desto größer sei die zu erwartende Auswirkung höherer Windenergieanlagen.

Um bei der Errichtung dieser Maschinen den mit zunehmender Höhe immer größeren Rohstoffbedarf und logistischen Aufwand zu reduzieren, existieren verschiedene technische Ansätze. Einen davon, den sogenannten Space Frame Tower, testet Enertrag derzeit als europaweit erstes Unternehmen in Kleptow in der Uckermark. Das vom amerikanischen Anlagenhersteller GE produzierte Modell ist anders als herkömmliche Anlagen nicht aus massiven Segmenten zusammengesetzt, sondern besteht aus einem Stahlgerüst, das von einer so genannten Architekturfolie umspannt wird. Während der Turm so optisch herkömmlichen Anlagen ähnelt, ist die Anlieferung der Bauteile durch die deutlich kleineren Einzelteile, die auch in Standardcontainern transportiert werden können, erheblich weniger aufwendig. Ob das Konzept Zukunft hat, wird sich in der derzeitigen Testphase erweisen – nach Aussage von Enertrag-Gründer Jörg Müller beobachtet man derzeit außerdem eine in Hessen erprobte neue Plattenbauweise für Windradtürme.

KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil "Standard", Preisklasse B		
Darlehensbedingungen	Sollzinssatz	Gültig ab:
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,65%	01.03.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,85%	01.03.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 20 Jahre	2,50%	01.03.2016

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.