



Zur Diskussion gestellt

17. Mai 2020

Die Vergütung von Solar- und Windstrom - Ein Vorschlag für die EEG-Novellierung 2020

Eine gründliche, umfassende EEG-Novellierung ist nach 20 Jahren EEG dringend. Für das Ziel eines „klimaneutralen Deutschland“ ist ein „Entfesselungspaket“ für die Erneuerbaren Energien erforderlich. Nur so kann auch die Industrie klimaneutral werden.

Dies setzt jedoch voraus, dass für Solar- und Windstrom künftig keine „Subventionierungen“ mehr erforderlich sind, die Vergütungen für in das öffentliche Netz eingespeisten Solar- und Windstrom sich vielmehr an den Preisen der Strombörse orientieren. Das wären Einspeisevergütungen von ca. 4-5 Ct./kWh (ohne Corona-Effekt).

Der Vorstandsvorsitzende der BASF SE Martin Brudermüller (Rheinpfalz, 20.Nov. 2019) bringt die Herausforderung deutscher Energiepolitik aus Sicht der energieintensiven Industrie am Beispiel des Chemiestandorts Ludwigshafen auf den Punkt: „Für eine klimaschonende Chemieproduktion würde die BASF bei vollständiger Elektrifizierung drei- bis viermal soviel Strom benötigen wie heute“. Statt 6.2 Mrd. kWh heute wären es künftig 18.6 bis 24.8 Mrd. kWh. „Die Chemie brauche nicht nur sehr viel Ökostrom. Sie sei auch auf niedrige Stromkosten in der Größenordnung von 4 Ct./kWh angewiesen.“ Auch diese Anforderung muss die Novellierung des EEG im Hinblick auf die Vergütungen für eingespeisten Solar- und Windstrom berücksichtigen.

1. Vergütungen für Solar- und Windstrom

In jetzt 20 Jahren EEG wurden bei Fotovoltaik sowie bei Windkraft on- und offshore enorme technologische Entwicklungen und damit Kostensenkungen erreicht.

Die Erzeugungskosten eines neuen Steinkohle- oder Gaskraftwerks liegen bei 7-11 Ct./kWh (Bundwirtschaftsministerium, 2014: Eckpunkte für die Reform des EEG). Im Vergleich zu den Vollkosten neuer Kohle- und Gaskraftwerke ist die Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus neuen Fotovoltaik- und Windkraftanlagen insoweit schon länger gegeben.

Jetzt gilt es, bei der anstehenden EEG-Novellierung 2020 für in das öffentliche Netz eingespeisten Solar- sowie Windstrom on- und offshore die Vergütungen auf das Marktniveau der Strombörse zu entwickeln. Hierbei soll zwischen den Vergütungen für „(Überschuss-)Einspeisungen von Direktverbrauchsanlagen Fotovoltaik und Wind onshore in das öffentliche Netz“, den Vergütungen für 100%-Einspeisungen aus „auszuschreibenden Fotovoltaik- und Wind onshore-Anlagen“ sowie denen aus „auszuschreibenden Offshore-Anlagen“ differenziert werden.

2. Künftige „Marktliche Vergütung der



- a) (Überschuss-)Strom-Einspeisung von
1. neuen Direktverbrauchsanlagen
 2. auf Direktverbrauch umgestellten, bisher zu 100% einspeisenden Altanlagen Onshore-Wind und Photovoltaik,
 3. von neuen 100%-Einspeiseanlagen bis 750 kW
 4. sowie für ausgeförderte Anlagen auf Basis Fotovoltaik und Windkraft onshore

Als Marktwert für in das öffentliche Netz eingespeisten Solar- und Onshore-Windstrom aus Anlagen mit Direktverbrauch, unabhängig davon, ob es sich um neue Direktverbrauchsanlagen, um im Einzelfall auf Direktverbrauch umgestellte oder um ausgeförderte Anlagen handelt, sollte im Rahmen der EEG-Novellierung 2020 der tatsächliche „Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in Cent pro Kilowattstunde MW EPEX“ festgesetzt werden (Anlage 1 (zu § 23a) Höhe der Marktprämie, EEG 2017). Vereinfacht heißt das: **In das öffentliche Netz eingespeister (Überschuss-)Strom aus diesen Anlagen wird künftig mit dem Börsenpreis EPEX Spot Baseload vergütet.** Eine Wirkung auf die EEG-Umlage ist damit im Grundsatz nicht mehr gegeben.

Für diese Anlagen sollte die Pflicht zur Direktvermarktung, derzeit ab 100 kW (§ 21 EEG 2017), auf 400 kW angehoben werden. Dies entspräche den Vorgaben der Erneuerbaren Energien-Richtlinie der Europäischen Union EE-RL sowie der Strom-Binnenmarkt-Verordnung. Die Betreiber von Anlagen bis 400 kW erhalten, sofern sie sich nicht für die Direktvermarktung entscheiden, für die (Überschuss-)stromeinspeisung in einer vereinfachten Abnahmeregulierung einen Anspruch auf Durchleitung des gesetzlich definierten Marktwertes (vgl. UBA 10/2020 CLIMATE CHANCE). Konkret heißt das: Der Netzbetreiber zahlt die Vergütung für den eingespeisten Strom auf Basis des durchschnittlichen Börsenpreises an die Einspeiser.

Direktverbrauch ohne Begrenzung der installierten Leistung dem Eigenverbrauch gesetzlich gleichstellen

Zentral hierfür ist, dass der Direktverbrauch ohne Begrenzung der installierten Leistung im EEG dem Eigenverbrauch gleichgestellt wird. Direktverbrauch ist hier der Strom, der „hinter dem Zähler“ erzeugt und ohne das öffentliche Netz zu tangieren, verbraucht wird. Die Zulassung von Direktverbrauchsanlagen ohne Begrenzung der installierten Leistung würde es auch dem Gewerbe und der Industrie ermöglichen, durch eigene Investitionen bzw. durch Investitionen von Dritten in Fotovoltaik und/oder Windkraft Strombezug zu verdrängen und damit vom Wegfall von Netzkosten und sonstigen Umlagen/Steuern zu profitieren. Damit setzt der Gesetzgeber Anreize für Lastmanagement und Stromspeicherung, ermöglicht Gewerbe und Industrie günstigere Stromrechnungen. Regionale Energieversorger, Stadt- und Gemeindewerke u.a. hätten die Möglichkeit, Industrie und Gewerbe über Direktbelieferung mit eigenem, regional erzeugtem Strom zu beliefern.

Die Ausschreibungspflicht betr. Solaranlagen >750 kWp auf Gebäuden, aber auch von PV-Freiflächen- und Windstandorten könnte für Direktverbrauchsanlagen entfallen. Denn sie erhielten für ihre (Überschuss-) Einspeisung nur die Abnahmesicherheit und den jeweiligen Börsenpreis EPEX Spot Baseload (hier nicht energieträgerspezifischer,



sondern durchschnittlicher Monatsmarktwert). Das heißt: Die EEG-Umlage ist im Grundsatz nicht mehr tangiert. Die Preisfindung für den eingespeisten Strom ist zu 100% marktlich. Industrie und Gewerbe erhalten die Möglichkeit, ihre CO₂-Bilanz klimafreundlich und ihre Stromrechnung wettbewerbsfähig zu gestalten. Zudem würde das Stromnetz entlastet.

b) nach novelliertem EEG 2020 zu auktionierende, zu 100% in das öffentliche Netz einspeisende Anlagen mit Fotovoltaik >750 kWp sowie Wind onshore

Für zu 100% in das öffentliche Netz einspeisende neue Fotovoltaikanlagen >750 kWp sowie Wind onshore sollte das Marktprämienmodell des EEG 2017 in Verbindung mit der Direktvermarktungspflicht beibehalten werden. Das heißt, die Vergütung wird in Form der Marktprämie (§ 20 EEG 2017) wie bisher marktlich über eine Ausschreibung dieser Anlagen durch die Bundesnetzagentur ermittelt.

Vorteil der Marktprämie ist, dass es auch bei Direktvermarktung in Verbindung mit der Ausfallvermarktungsregelung eine gesetzlich geregelte Vergütung mit Stromabnahmegarantie ist, die auch im Insolvenzfall des Direktvermarkters den Investoren sichere Refinanzierungsbedingungen bietet. Im Hinblick auf die gewünschte Vielfalt der Investorenstruktur mit ihrer vor allem klein- bis mittelständischen Struktur, zu der u.a. Stadt- und Gemeindewerke, Regionale Stromversorger, Genossenschaften, Unternehmen, Privatinvestoren etc. gehören, ist dies gerechtfertigt. Problem ist, dass bei den Ausschreibungen von Fotovoltaik (§ 37 b EEG 2017) der höchstzulässige Zuschlagswert gesetzlich auf 7.5 Ct./kWh, bei Wind onshore derzeit auf 6.2 Ct./kWh festgelegt ist. Diese gesetzlichen Vorgaben ermöglichen strategisches Bieten, sodaß Gebotswerte über der kostendeckenden Vergütung Zuschläge erhalten können.

Die Ergebnisse der Ist-Ausschreibungen der BNetzA für Freiflächensolaranlagen lagen in der Februar-Ausschreibung 2020 bei einem durchschnittlichen Gebotspreis mit Zuschlag von 5.01 Ct./kWh (zwischen 3.55-5.21 Ct.), in der Märzaußschreibung bei 5.18 Ct./kWh (4.64-5.48 Ct.). Diese sowie die Ergebnisse früherer Ausschreibungen(BNetzA, Statistiken zu den Ausschreibungsergebnissen von Solaranlagen) belegen, dass der höchstzulässige Zuschlagswert bei Fotovoltaik in § 37 b EEG 2017 von derzeit 7.5 Ct./kWh auf höchstens <=5 Ct./kWh reduziert werden kann. Diese Gebote entsprechen im Übrigen den Kostenherleitungen (LCOE) auf Basis „aktueller Stand der Technik“.

Auch bei Wind onshore sollte der höchstzulässige Zuschlagswert von derzeit 6.2 Ct./kWh für den Referenzstandort auf maximal 5 Ct./kWh absenkbar sein. Denn das Problem der Windenergie an Land sind nicht die Gestehungskosten (LCOE), sondern vor allem die fehlenden Flächenausweisungen der Planungsbehörden. Kostentreibend sind zudem Probleme der Akzeptanz sowie die Genehmigungsverfahren.



Bei Erzeugungskosten ≤ 5 Ct./kWh sollten sowohl bei den Ausschreibungen von Photovoltaik-Freiflächen- als auch den Onshore-Windanlagen nur noch Zuschläge mit Zuschlagswerten < 5 Ct./kWh zugelassen werden. Diese lägen damit in der Größenordnung der Preise an der Strombörse vor Corona. Im Hinblick auf den Atomausstieg bis 2022 mit einem Wegfall von 71.1 TWh an Nettostromerzeugung (Erzeugung 2019) und den beginnenden Kohleausstieg werden (ohne Corona-Effekt) Day Ahead Börsenpreise zwischen 4.8 (2021) und 5.5 Ct./kWh (2024) prognostiziert. Nach OLIVER WYMAN (Okt. 2019: Auswirkungen des Kohleausstiegs auf den deutschen Erzeugungsmarkt) ist ein Preisanstieg beim Großhandelspreis base bis 2023 auf 6.5 Ct./kWh möglich. Insoweit wäre bei einer Festlegung des höchstzulässigen Zuschlagswertes auf ≤ 5 Ct./kWh bezogen auf den durchschnittlichen Börsenpreis von einer im Grundsatz „subventionsfreien“ Vergütung auszugehen. Da diese Anlagen ihren bei der Auktion gebotenen Preis erhalten, ist ihre Vergütung auch bei krisenbedingt (hier der Coronakrise) verringerten Börsenpreisen kostendeckend.

Da sowohl bei Wind onshore, vor allem aber bei Fotovoltaik von weiter sinkenden Gestehungskosten auszugehen ist, sind die höchstzulässigen Zuschlagswerte entsprechend der Kostenentwicklung technologiespezifisch (Degression) nach unten nachzuführen. So kalkuliert der Bundesverband Neue Energiewirtschaft bne mit Gestehungskosten bei Fotovoltaik-Freiflächen-Anlagen in 2030 von 2.5 Ct./kWh (bei Batterien mit 3.0 – 4.0 Ct./kWh). Damit diese Potenziale für weitere Vergütungsabsenkung erschlossen werden können, ist gesetzlich wie bei Wind onshore (§ 36 b (2) EEG 2017) auch bei Solarstrom die kontinuierliche Absenkung des höchstzulässigen Gebotspreises im Rahmen der EEG-Novellierung 2020 vorzusehen.

Den Börsenpreis als Gebotspreis bei den Auktionen zusätzlich zulassen

Im Rahmen der Solar- und Onshore-Wind-Ausschreibungen der BNetzA sollen zusätzlich zu den Gebotspreisen in Ct./kWh künftig auch „subventionsfreie, rein marktliche“ Gebote zugelassen werden. Vorgeschlagen wird, als gesetzliche Vergütung den jeweiligen Großhandelspreis der Strombörse hierzu heranzuziehen, und zwar in Form des EPEX Spot Baseload. In diesem Fall haben die seitens der BNetzA bezuschlagten Projekte zwar noch eine Abnahme- und Vergütungs-, aber keine Preisgarantie.

Als Anreiz für die Abgabe von Geboten zum (volatilen) rein marktlichen Börsenpreis sollte festgelegt werden, dass die Projekte mit Geboten zum Börsenpreis bevorzugt bezuschlagt werden. Zudem sollten sie volumenmäßig möglichst nicht auf die Ausschreibungsvolumina angerechnet, sondern alle Angebote zum Börsenpreis bezuschlagt werden. Eine bevorzugte gesicherte Bezuschlagung könnte ein großer Anreiz sein, sich preislich voll dem Markt zu stellen. Damit hätte auch das zu auktionierende Segment keine Auswirkung mehr auf die EEG-Umlage. Insoweit sollte man diese Möglichkeit der Gebotsabgabe zusätzlich eröffnen.

c) Stromeinspeisung aus Offshore Windanlagen

Offshore Windkraft ist auch künftig - wie im EEG 2017 geregelt - zu auktionieren. Der höchstzulässige Zuschlagswert für Offshore-Windstrom liegt nach § 33 Wind auf See-Gesetz (WindSeeG) derzeit bei 10 Ct./kWh.



Nach Wind Europe „Our energy, our future“ vom November 2019 können in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone AWZ 36 Gigawatt, in der Ostsee 6 Gigawatt Offshore-Wind installiert werden. Hierbei gibt es nach Wind Europe ein sehr großes Standortpotenzial für Gesteungskosten von Offshore-Windstrom unter 5 Ct./kWh sowie weiteres Standortpotenzial mit Gesteungskosten zwischen 5.0 bis 6.5 Ct./kWh.

Im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums von B.E.T, Fichtner und prognos, April 2018, erstellten Zwischenbericht „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben If: Windenergie auf See“ werden folgende Feststellungen getroffen (Zitat): „Insgesamt führt dies dazu, dass im internationalen Umfeld die Kosten, die bei der Offshore- Windindustrie bis zum Jahr 2025 realisiert werden können, nochmals niedriger ausfallen. Unsere Analysen ergeben, dass über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren im internationalen Umfeld Stromgestehungskosten von 5,3 Cent/kWh realistisch erscheinen. Über eine Laufzeit von 25 Jahren betrachtet sind sogar **Kosten in Größenordnungen von 4,9 Cent/kWh möglich.**“ Und: **zentraler Punkt** bei der Einordnung jüngster Ergebnisse ist die **Strompreiserwartung der betreffenden Marktakteure.**“ Befeuert werden weitere Kostensenkungen durch immer leistungsfähigere Offshore-Windanlagen. So soll die aktuell leistungsstärkste Offshore-Windturbine SG 14-222 DD mit 14 MW+ von Siemens Gamesa (kommerzieller Marktstart 2024) nochmals 25% mehr Strom erzeugen als die mit 11 MW bisher leistungsstärkste Anlage (IWR, 19.05.2020). Das heißt: Weitere Erzeugungskosten- und damit Vergütungsabsenkungen sind möglich.

Prognostiziert sind Strompreise in Deutschland nach Atomausstieg und beginnendem Kohleausstieg von 5-6 Ct./kWh. Das heißt: Offshore-Windstrom ist in der deutschen AWZ zum branchenseitig erwarteten Marktpreis, d.h. subventionsfrei erzeugbar.

Dies ist der Grund, warum als Ergebnis der Offshore-Auktionen die Windparks „He dreht“ (EnBW) und „Borkum Riffgrund“ (Orsted), aber auch Hollandse Kust Zuid/Niederlande (Vattenfall) subventionsfrei gebaut werden. Für den aktuell subventionsfrei ausgeschriebenen Offshore-Standort Hollandse Kust Noord soll u.a. der dänische Entwickler Orsted (reNEWS.BIZ, 29. April 2020), aber auch Shell/Eneco (Projekt Green Hydrogen Hub in the Port of Rotterdam) geboten haben (FuelCells Works, 07. Mai 2020). **Für diese Offshoreparks gibt es als staatlich garantierte Leistung nur den Netzanschluss und das Baurecht, keine Stromabnahmegarantie und keine staatlich gesicherte Vergütung.**

Denn die Offshore-Investoren sind v.a. große Energieversorger. Diese können auf die Stromabnahmegarantie und die gesicherte Vergütung verzichten, verkaufen sie doch in der Direktvermarktung hohe Strommengen im OTC-Handel. D.h. auch bei negativen Börsenpreisen erzielen sie ihren vertragskonformen Strompreis.

Mit den Clusteranbindungen und dem umfassenden Ausbau der Interkonnektoren, der „Combined Grid Solution“, die die Nordseeanrainerstaaten zu einem gemeinsamen Strommarkt verbinden (werden), können sie ihren Strom jeweils dorthin leiten, wo gerade weniger fluktuierende erneuerbare Energie erzeugt und damit der Börsenstrompreis am höchsten ist. Das großräumige Offshore-Stromnetz führt in Verbindung mit OTC-Verkäufen in der gesamten Nord- und Ostseeregion zu Ausgleichseffekten, sodaß diese Akteure erfreulicherweise auch in diesen Situationen Geld verdienen.

Zudem ist der Offshore-Strom für die Offshore-Investoren, soweit es sich um die großen Energieversorger handelt, eine "abrufbare Erzeugung". Warum? Weil die großen, vor allem die skandinavischen Energieversorger, über die



„indirekte Stromspeicherung“ (Wirkungsgrad 90%) auf die Großbatterie Norwegen/Schweden mit einem Arbeitsvolumen von ca. 120 TWh (= Speicherwasserkraftwerke) zugreifen können (Studie Prognos, Okt. 2012: Bedeutung der internationalen Wasserkraftspeicherung für die Energiewende“). D.h. wenn der Börsenpreis nicht passt, schicken sie ihre EE-Strommengen, die nicht über den OTC-Handel verkauft sind, künftig in die Großbatterie Norwegen/Schweden. Sobald sich dann in den angrenzenden Anrainerstaaten Stromlücken und damit wieder ordentliche Strompreise ergeben, geben sie ihren Strom über die Speicher „veredelt“ (= zu einem ordentlichen Preis) wieder in den Markt. Dies gilt nicht nur für ihren Offshore-Strom, sondern auch für onshore und Solar, soweit der Strom aus ihren Anlagen kommt. Ergebnis ist: Die großen Stromversorger machen aus ihren Offshore, (aber auch Onshore und PV-Anlagen) „abrufbare Stromerzeugung“ (= dispatchable).

Mein Vorschlag ist, das niederländische Ausschreibungskonzept für Hollandse Kust Zuid bzw. Noord für die künftigen Offshore-Ausschreibungen in Deutschland zu übernehmen und im novellierten EEG 2020/2021 nur noch subventionsfreie Gebote zuzulassen.

Auch negative Gebote müssen aus meiner Sicht zugelassen werden. Im Zwischenbericht BET, Fichtner GmbH, Prognos AG heißt es (Zitat): „Mit der Änderung des WindSeeG vom 30.06.2017 beträgt der Höchstwert für die Ausschreibungen in der Übergangsphase 10 Cent/kWh. Außerdem werden im Gesetz explizit negative Gebotswerte ausgeschlossen. Diese Regelung ist bisher im EEG nur für Offshore-Windenergie festgelegt.“ Warum man bisher negative Gebote ausschließt überrascht. Wäre dies doch nichts anderes als eine Pacht für die Flächennutzung, wie sie bei Wind onshore und PV-Freiflächen selbstverständlich ist.

Machbar ist dies. Denn erwartete Gestehungskosten <5 Ct./kWh und erwarteter Strom-Marktpreis passen für einen Business Case. Als Offshore-Anbieter kommen auf Grund des immensen Kapitalbedarfs vor allem die großen Energieversorger in Frage. Diese haben ihre überwiegenden Stromverkaufsmengen und deren Preise über den OTC-Handel (Over the counter) vertraglich abgesichert. Zudem können sie die „Großbatterie Norwegen/Schweden“ umfänglich nutzen. Insoweit brauchen sie für ihre Offshore-Erzeugung im Gegensatz zu den mehr mittelständischen Akteuren bei Wind onshore und Fotovoltaik-Freiflächenanlagen keine Abnahme- und keine Preisgarantie.

Sollte politischer Druck der Branche die subventionsfreie Ausschreibung unter dem Aspekt „sichere Finanzierungsbedingungen (Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, Newsletter April 2020) verunmöglichen, sollte im Minimum der höchstzulässige Gebotspreis auf maximal 4.5 Ct./kWh abgesenkt werden. Dass dies möglich ist, wird auch von Vertretern der energieintensiven Industrie so gesehen, stellt doch der Vorstandsvorsitzende der BASF SE Martin Brudermüller fest, dass „Offshore-Windparks heute schon Strom für 4-5 Ct. liefern“ (Rheinpfalz, 20. Nov. 2019, „Brudermüller verstärkt Druck auf die Politik“). Aktuell wäre aus dem coronabedingt starken Börsenpreisverfall die Forderung nach „sicheren Finanzierungsbedingungen“ begründbar.

3. Fazit:

Die technische Entwicklung und damit die Senkung der Gestehungskosten LCOE (Levelised Cost of Electricity) haben



Sonnen- und Windstrom, sowohl on- wie offshore, auf ein Kostenniveau von 5 Ct./kWh und weniger und damit in die Wettbewerbsfähigkeit zu den bisherigen und prognostizierten Strombörsenpreisen geführt.

Im Rahmen der Novellierung des EEG 2017 gilt es, diese Senkungen in den Erzeugungskosten in den Vergütungen von Solar- und Windstrom abzubilden. Bei Umsetzung dieser Vorschläge hat der Ausbau von Sonnen- und Windkraft keine Auswirkungen mehr auf die EEG-Umlage. Das Ziel des im Jahr 2000 verabschiedeten Erneuerbare-Energien-Gesetzes wäre damit erreicht. Jetzt ist – wie von der Industrie gefordert - statt Ökostrom-Ausbaubegrenzungen eine „EE-Ausbauentfesselung“ angesagt.

Die Vergütungen künftiger Fotovoltaik- und Windkraftanlagen lägen mit Werten < 5 Ct./kWh auf einem Niveau, das aus Sicht energieintensiver Unternehmen international wettbewerbsfähige Strompreise ermöglichen würde. „Wenn das gelingt, werden die Lichter (am Industriestandort Deutschland) nicht ausgehen. Ich bin geborener Optimist.“, das sagt der BASF-Vorsitzende Martin Brudermüller (Rheinpfalz, 20. Nov. 2019). Oder umgekehrt formuliert: Nur wenn die Industrie Ökostrom in großen Mengen, und diese Mengen zu einem Preis in der Größenordnung von 4 Ct./kWh erhalten kann, dann bleiben in Deutschland die Lichter an. Das Ziel des „Lichter Anbleibens“ sollte die Richtschnur für die Novellierung des EEG in 2020 sein.