

§ 24 EEG 2014 – Verringerung der Förderung bei Negativpreisen

Im EEG 2014 wurde unter § 24 die sog. „**Sechs-Stunden-Regelung**“ aufgenommen. Der Regelung entsprechend entfällt die Förderung für Erneuerbare-Energien-Anlagen ersatzlos, wenn der Strompreis am Spotmarkt an mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden negativ ist. Dieser Grundsatz gilt für:

- alle Anlagen, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden
- Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 3 Megawatt
- sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 500 Kilowatt

Unter § 32 Abs. 1 Satz 1 wurde zudem näher definiert, wie der **Anlagenbegriff** in diesem Fall anzuwenden ist: Danach gelten Anlagen, die sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden, Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen und innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen wurden, als eine Anlage – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen.

Hintergrund der Regelung

Der § 24 wurde auf Druck der **Europäischen Kommission** kurz vor der Verabschiedung des Gesetzes ins EEG 2014 aufgenommen. Hintergrund sind die Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) der EU-Kommission vom 28. Juni 2014. Darin heißt es unter der Randnummer 124 c: „Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“

Die Ursache für negative Preise ist ein deutliches Überangebot an Strom bei gleichzeitig niedriger Stromnachfrage. Dadurch sinkt der Marktpreis im Großhandel – in wenigen Fällen, aber zunehmend sogar in den negativen Wertebereich. Negative Preise sind allerdings nicht durch ein Überangebot an Erneuerbarem-Strom, sondern hauptsächlich durch einen **Mangel an Flexibilitätsoptionen und gleichzeitigen zum Teil nicht systemrelevanten konventionellen Erzeugungskapazitäten** im Strommarkt begründet. Um die Integration der Erneuerbaren in das Energieversorgungssystem voranzubringen, muss das Strommarktdesign – auch vor dem Hintergrund dieser Preiskonstellationen – optimiert und flexibilisiert werden.

Mögliche Auswirkungen der Regelung des § 24

Wie sich die sogenannte „Sechs-Stunden-Regelung“ auf die **Marktentwicklung** auswirken kann, hat der BWE in der Kurzstudie [„Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014“](#) von Energy Brainpool untersuchen lassen. Das prognostizierte Szenario zeichnet ein Bild für die Jahre bis 2040 vor dem Hintergrund des heutigen Marktdesigns und unter Annahme üblicher Windverhältnisse. Um den Handlungsbedarf hinsichtlich der Flexibilisierung des Strommarktes zu unterstreichen, lässt die Studie zukünftige Flexibilitätsoptionen, die kürzlich beschlossene schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken sowie den Einfluss möglicher Anpassungen des Gebotsverhalten der Direktvermarkter auf die Strompreisbildung bewusst unberücksichtigt.

Im Ergebnis ist eine deutliche Zunahme der nicht vergüteten Stunden zu erkennen. Ebenso zeigt sich eine Korrelation zwischen steigender Produktionsmenge und zunehmenden negativen Preisen. Ab Mitte der 2020er Jahre werden die Zeiträume der negativen Stunden einen signifikanten Anteil an den Jahresstunden erreichen. Bis zum Jahr 2040 ist ein Anstieg der negativen Stunden auf bis zu 1.600 Stunden im Jahr möglich.

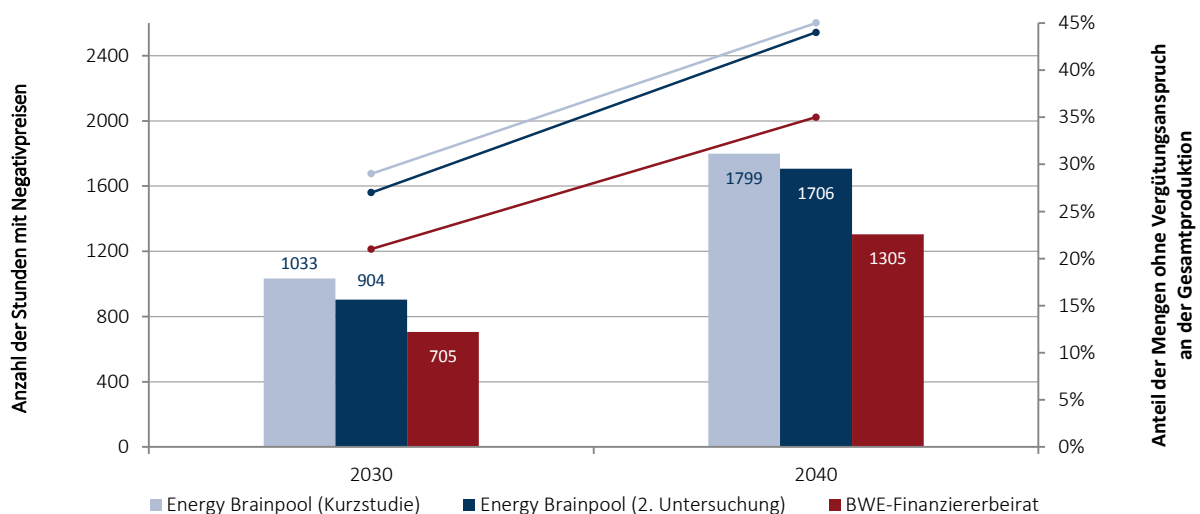
Unter Zugrundelegung der oben beschriebenen konservativen Annahmen wären im Jahr 2040 somit 40 Prozent der Gesamtstromproduktion von negativen Preisen betroffen, wenn keine Marktanpassung stattfindet.

Das Erlösrisiko in Folge negativer Börsenpreise kann die **Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten schon jetzt** maßgeblich beeinflussen. Eine beispielhafte Berechnung der Erlösverluste für den Betreiber einer Einzelanlage mit 3 MW Leistung und durchschnittlich 2.000 Volllaststunden ergibt Folgendes: Eine im ersten Quartal 2016 installierte Neuanlage mit 100 Prozent Referenzertrag erhalte – bei Erreichen des gesetzlichen Ausbaukorridors für Windenergie an Land – eine Anfangsvergütung von 8,86 Cent/kWh über zwölf Jahre sowie in den folgenden Jahren 4,93 Cent/kWh. Etwa ab dem 10. Betriebsjahr würde sich eine erhöhte Ertragseinbuße bemerkbar machen, die abhängig von der Qualität der Windjahre Verluste von rund 10 Prozent der Gesamtförderung bewirken kann. Dies macht sich schon heute bei der Finanzierung bemerkbar. Der § 24 des EEG 2014 führt zu einer Erhöhung der Finanzierungskosten und verteuert und gefährdet so den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Szenarien im Vergleich – Energy Brainpool, BWE-Finanziererbeirat, Fraunhofer ISI

Auf den Ergebnissen der Studie aufbauend wurden von Energy Brainpool und dem BWE-Finanziererbeirat zwei **weitere Szenarien** entwickelt und entsprechende Auswirkungen simuliert. Ziel war es, die Ergebnisveränderung in Abhängigkeit von Modellierungen wesentlicher Parameter von Flexibilitätsmaßnahmen aufzeigen. Die Szenarien, die keine umfassende Strommarktanalyse darstellen, unterscheiden sich vornehmlich in den Annahmen zum Must-Run-Sockel und zur Höhe der bis zum Jahr 2040 errichteten Speicherkapazität.

Die Ergebnisse zeigen: In allen drei Prognosen wird zwar ein **Anstieg von negativen Preisstunden** angenommen, die errechnete Anzahl variiert jedoch stark in den verschiedenen Szenarien für die Jahre 2030 und 2040. So sind im Szenario des BWE-Fachgremiums für das Jahr 2040 ca. 1.305 negative Preisstunden zu erwarten – 1.142 Preisstunden im tatsächlich relevanten Intervall von mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden. Unter Beachtung aller möglichen Flexibilitätsoptionen wäre die Zahl an Negativpreisen um ein deutliches Maß reduzierbar. Diese Annahme trifft auch das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, das unter Abschätzung potentieller Flexibilitätsoptionen (Flexibilisierung Wasserkraft/ Biomasse, Netzausbau) lediglich 500 Stunden negativer Preise für das Jahr 2035 prognostiziert.



Quelle: Energy Brainpool 2014, 2015. BWE-Finanziererbeirat 2015. Erhebungen für den BWE-Praxistag „Potentielle Strommarktentwicklung und Auswirkungen auf die Strompreise“

Lösungsvorschläge des BWE

1. Umsetzung von Flexibilitätsoptionen und Sicherstellung des Einspeisevorrangs

Durch die hohe Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien wird – neben dem Einsatz von Stromspeicherkapazitäten – eine Anpassung des Kraftwerkparks immer relevanter. Auf Erzeugungs- und Nachfrageseite existieren verschiedene Technologien, die durch ihren Einsatz Flexibilität ins Energiesystem bringen und damit Angebot und Nachfrage ausgleichen. Hierzu zählt das schnelle und kostengünstige An- und Abfahren von flexiblen Kraftwerken. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke und Gasturbinen sind hierfür technisch gut geeignet. Ziel sollte es sein, unflexible fossile Kraftwerke mit hohen Grenzkosten frühzeitig aus dem Netz zu nehmen, um eine Abregelung sauberer Erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten zu vermeiden. In Situationen mit niedriger Nachfrage und einer hohen Produktion aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sollten die nicht benötigten Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten die Produktion einstellen. Dafür bedarf es neuer Maßnahmen, die zu entsprechenden Preissignalen führen. Fluktuierende Einspeiser müssen nichtsdestoweniger einkalkulieren, dass es künftig Zeiten geben kann, an denen ihr Strom keinen Verkaufspreis an der Börse erzielt. Dies sollte im Sinne des Einspeisevorrangs aber erst der Fall sein, wenn alle Möglichkeiten zur Flexibilisierung erschöpft sind und ausschließlich nur noch Must Run Kapazitäten im Markt sind.

Konkrete Vorschläge zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen sind in der Studie [„Strommarkt-Flexibilität – Hemmnisse und Lösungskonzepte“](#) des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik im Auftrag von Bundesverband Erneuerbare Energie und Bundesverband WindEnergie dargelegt.

2. Anknüpfungspunkt Intraday statt Day-Ahead

Die „Sechs-Stunden-Regelung“ in ihrer jetzigen Form knüpft an den Day-Ahead-Handel an. Da aber im Day-Ahead-Handel der Preis für den Folgetag nach Angebotsabgabe (bis 12:00 Uhr) um 13:00 Uhr bekanntgegeben wird, sind die mit der gesetzlichen Regelung angestrebten Reaktionen, nämlich lang anhaltende Phasen negativer Preise abzuwenden, kaum noch möglich.

Alternativ könnte in § 24 Abs. 1 EEG 2014 auf den Intraday-Preis abgestellt werden. In diesem Fall hätten die Vermarkter die Möglichkeit, auf Strompreissignale zu reagieren und damit negativen Preisen entgegenzuwirken. Problematisch wäre jedoch, wenn konventionelle Stromanbieter die Preise weiter niedrig hielten, indem sie ihre Mengenangebote nicht zurückfahren. Ein entsprechender Anreiz wäre gegeben, wenn sich das Herunterfahren eines konventionellen Kraftwerks als kostenintensiver darstellt, als das Einkalkulieren negativer Preise. Dieses Marktverhalten würde jedoch zur Unterwanderung des gesetzlich verankerten Einspeisevorrangs für die Erneuerbaren Energien führen.

3. Kompensationszahlungen

Eine weitere Option stellen Kompensationszahlungen dar. Diese könnten analog zur Entschädigungsregelung beim Einspeisemanagement erfolgen, was keinen Anreiz bietet, in Zeiten negativer Preise zu produzieren. Die theoretisch erzeugbaren (aber abgeregelten) Strommengen könnten analog zur Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagementmaßnahmen erfasst und durch Wirtschaftsprüfer testiert werden. Entweder würden sie am Ende der Förderdauer als Mengenkontingent an die Förderdauer angehängt oder Anlagenbetreiber erhielten eine Entschädigungszahlung entsprechend § 15 EEG 2014, wobei die geleisteten Zahlungen über die EEG-Umlage gewälzt würden.

4. Änderung der Anlagenzusammenfassung

Mit Bezug auf die beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission bestehen für den deutschen Gesetzgeber Auslegungsspielräume zum Begriff der Anlagenzusammenfassung. Während der bestehende § 24 des EEG 2014

lediglich Ausnahmen für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW umfasst, sehen die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Ausnahmen für „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“ vor (vgl. Randnummer 125). Durch die Ergänzung des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“ im § 24 Abs. 3 Satz 2 bestünde für den deutschen Markt ein notwendiger Freiraum bei der Anlagenzusammenfassung. Die Anlagenzusammenfassung erfolgt nach § 32 Abs. 1 „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“. Dies ist in den UEBLL gar nicht gefordert. Eine optimale Anlagenkonfiguration wird zudem entsprechend der örtlichen Windverhältnisse vorgenommen. Die Reduzierung der Anlagengröße im Rahmen von Ausnahmeregelungen folgt jedoch einer preispolitischen Überlegung. Eine Begrenzung auf 3 MW ist daher im Sinne einer ertragreichen Windausbeute und zur Vermeidung wettbewerblicher Verzerrungen zu hinterfragen.

Forderungen des BWE

1. Abschaffung des § 24

Der BWE fordert die Bundesregierung auf, sich für die Abschaffung des § 24 EEG 2014 einzusetzen. Wenn die Politik sich zum Klimaschutz, dem deutschlandweiten Ausbau von Erneuerbaren Energien und dem Erhalt der Akteursvielfalt bekennt, dann muss sie verhindern, dass eine Ungleichbehandlung im Vergleich zur Förderung von konventioneller Energien stattfindet (Vergleiche das Bsp. Hinkley Point C). Es kann nicht im allgemeinen Interesse liegen, dass unflexible, fossile Kraftwerke einspeisen, während saubere Erneuerbare-Energien-Technologien nahezu ohne Grenzkosten abgeregelt werden. Auch sind Erneuerbare Energien nicht allein verantwortlich für negative Preise, sondern ebenso konventionelle Erzeuger (Verursacherprinzip).

Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt bereits einen Anreiz bedarfsgerechter Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen dar. Diese Regelung wirkt: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung werden bei moderat negativen Strompreisen abgeschaltet. Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt daher eine sinnvolle Umsetzung der Randnummer 124 UEBLL dar.

2. Änderung des § 24 in eine energiewirtschaftlich sinnvolle Lösung

Sollte sich die Abschaffung des § 24 EEG 2014 als politisch nicht durchsetzbar erweisen, fordert der BWE die Bundesregierung auf, die aktuelle Regelung durch eine energiewirtschaftlich sinnvolle und diskriminierungsfreie Regelung für die Anreizung von Flexibilitäten unter Beachtung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren zu ersetzen. Die Maßnahmen aus dem Weißbuch zur Flexibilisierung des Strommarktes müssen zeitnah umgesetzt werden. Der BWE begrüßt, dass auch im Weißbuch die Überprüfung des § 24 angekündigt wird (S. 87).

3. Sicherstellung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Weiterhin fordert der BWE eine Begrenzung der Erlöseinbußen auf ein Volumen, das die intendierte Investitionssicherheit des EEG nicht konterkariert und/oder zu Risikoauflägen in der Finanzierung führt und damit den weiteren Ausbau der Windenergie gefährdet.

Ansprechpartner

Sonja Hemke, Leiterin Abteilung Fachgremien (s.hemke@wind-energie.de)

Sabine Schmedding, Leiterin Abteilung Politik, Elternzeitvertretung (s.schmedding@wind-energie.de)