

## Stellungnahme

# Marktanalysen zu den Erzeugungstechnologien

Grundlagen für ein Auktionsdesign zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe von Strom aus Erneuerbaren Energien

Berlin, 13. März 2015

## 1 Einleitung und Zusammenfassung

Mit der EEG-Novelle 2014 hat der Gesetzgeber zentrale Weichenstellungen für die nächste EEG-Novelle – das EEG 2017 – vorgenommen. So soll ab 2017 die Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien wettbewerblich im Wege von Auktionen ermittelt werden. Erste Erfahrungen sollen mit der Auktionierung der Förderhöhe von Strom aus PV-Freiflächenanlagen gesammelt werden. Hierfür hat die Bundesregierung am 28. Januar 2015 die Freiflächenausschreibungsverordnung (Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der Erneuerbaren Energien) beschlossen.

Parallel zu den ersten Ausschreibungen im Bereich der PV-Freiflächenkraftwerke müssen die Vorbereitungen für die Ausschreibungen bei den weiteren Sparten der Erneuerbaren Energien beginnen. Andernfalls ist in Anbetracht der für die Gesetzgebung erforderlichen Zeiträume nicht zu gewährleisten, dass 2017 mit der wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe für die weiteren Erneuerbaren Energien begonnen werden kann. Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die Eröffnung der Konsultation zu den Marktanalysen und will im Folgenden einige Hinweise zu den zur Konsultation gestellten Dokumenten geben.

Insgesamt eignen sich die vorliegenden Marktanalysen als Grundlage für die bevorstehende Entwicklung eines Auktionsdesigns zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Die Ausführungen in den Marktanalysen werden als weitgehend zutreffend eingeschätzt, wobei eine Angabe der wesentlichen Quellen am Ende jeder Marktanalyse wünschenswert gewesen wäre, da im Text teilweise nur auf „verschiedene Studien“ (z. B. Kostendegression Offshore) hingewiesen wird.

Im Hinblick auf die Angabe konkreter Projektrealisierungszeiträume und die in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten sind aus Sicht des BDEW große Standardabweichungen zu beachten. Dies stellt auch ein Auktionsdesign vor neue Herausforderungen, wenn es zum Beispiel darum geht, Fristen für die Projektrealisierung und die Höhe etwa zu hinterlegender Sicherheiten zu definieren.

Jedoch ist in Bezug auf die Marktanalysen anzumerken, dass es sich um eine Betrachtung der Vergangenheit bzw. des „Status Quo“ handelt und insofern nur eingeschränkt Rückschlüsse auf zukünftige Entwicklungen gezogen werden können. Die zukünftige Entwicklung wird von zahlreichen heute nicht sicher prognostizierbaren Rahmenbedingungen mitbestimmt – u. a. auch vom Ausbau des Netzes. Eine effiziente Synchronisierung von Netz- und Erneuerbaren-Ausbau ist daher notwendig. Angesichts der zahlreichen Faktoren, die über den Erfolg der Auktionen entscheiden, sollten auch nach der Einführung der Auktionen regelmäßig Marktanalysen durchgeführt werden.

## 2 Windenergie an Land

Aus Sicht des BDEW werden die Pachtkosten in der Marktanalyse zur Windenergie an Land nicht ausreichend berücksichtigt. Pachtkosten spielen bei der Wirtschaftlichkeit von Windparks neben den Anlagen- und Wartungskosten eine dominierende Rolle. So werden beispielsweise an windreichen Standorten Pachten von über 10 Prozent der Einnahmen vertraglich vereinbart. Bei der zu erwartenden Verknappung von Flächen ist eine steigende Tendenz im Hinblick auf die Höhe der Pachten vorzusehen.

Bei der Betrachtung der Flächenpotentiale wäre neben der differenzierten Betrachtung der Abstandsflächen auch die Würdigung der Tabuflächen selber wünschenswert. So wird die Windkraft in Waldflächen von einigen Bundesländern fast völlig ausgeschlossen, von anderen ausdrücklich gefördert. Ebenso werden in vielen Gebietskörperschaften Landschaftsschutzgebiete kategorisch von der Nutzung durch Windkraft ausgeschlossen, obwohl rechtlich hierfür durchaus Möglichkeiten bestehen.

In der Zusammenfassung angemerkt, dass sich keine Anhaltspunkte ergeben haben, wonach in den letzten Jahren die Genehmigungsverfahren zeitaufwändiger geworden seien. Dies sieht der BDEW aufgrund der Rückmeldungen seiner Mitglieder anders. Hier wird von substantieller Verschärfung der Genehmigungspraxis berichtet und von einer deutlichen Verlängerung der Genehmigungsverfahren. Eine Verschärfung dieser Entwicklung wird insbesondere auch für die Zukunft erwartet. Die Windenergienutzung im Wald – zu der sich ein gewisser Trend abzeichnet – bringt z. B. eine aufwändigere Planung mit sich. Urteile von Verwaltungsgerichten, z. B. zur UVP-Pflicht, führen dazu, dass Antragsteller von sich aus die öffentlichen (längeren) Genehmigungsverfahren wählen.

Es fehlt auch ein Hinweis, dass die zur Genehmigung meist erforderlichen Festsetzungen durch Raumordnungsprogramme und Flächennutzungspläne erheblich aufwändiger für die Planungsträger geworden sind und diese teilweise fachlich und finanziell überfordern. Die Verwaltungsgerichte werden in der Folge mit Klagen gegen Raumordnungsprogramme und Flächennutzungspläne überhäuft. Der Projektvorlauf wird dadurch ebenfalls signifikant verlängert.

Abschließend wäre es aus Sicht des BDEW sachgerecht, in der Tabelle 2 zur „Entwicklung der Vergütungssätze seit 2000“ auf Seite sechs der Marktanalyse „Windenergie an Land“ auch die Managementprämie aufzuführen.

Vor dem Hintergrund einer beabsichtigten Verdoppelung bis Verdreifachung der Onshore-Wind-Kapazitäten bis 2050 wäre außerdem ein Hinweis darauf wichtig, dass es zukünftig regelmäßig zu einer Konkurrenz der Schutzgüter kommen wird. So wird man Regeln brauchen für die Güterabwägung zwischen z.B. Naturschutz-, Anwohnerschutz-, und Klimaschutz-Zielen.

### 3 Windenergie auf See

In der Marktanalyse zur Windenergie auf See werden die technologiespezifischen Herausforderungen – insbesondere die hohen aufzubringenden (Vor-)Investitionsvolumina, die technische sowie die planungs- und genehmigungsrelevante Komplexität – detailliert und zutreffend dargestellt. Allerdings sind die Angaben über die Kosten für den Antragsteller in den Hauptphasen des Planungs- und Genehmigungsverfahrens zu pauschal. In der Praxis zeigt sich, dass die Kosten sehr individuell und von Projekt zu Projekt unterschiedlich sind. Insbesondere die angesetzten Gutachterkosten erscheinen als zu gering. Der BDEW empfiehlt daher auf diese irreführenden Angaben zu verzichten.

Im Hinblick auf das in der Zusammenfassung angegebene Kostensenkungspotential bei der Windenergie auf See (bis 2020 um 30 Prozent) weist der BDEW jedoch darauf hin, dass dieses immer vor dem Hintergrund entsprechender Rahmenbedingungen zu betrachten ist. Deshalb sollte von der Nennung eines konkreten Wertes abgesehen und stattdessen eine Bandbreite der erwarteten Kostensenkung angegeben werden (vgl. Abschnitt 2 b) „Kostendegression“.

Im Folgenden möchte der BDEW noch auf einige kleinere Unklarheiten hinweisen:

- **Seite 4, Tabelle 2:** Es ist nicht klar was genau mit „Potential“ nach BFO zu verstehen ist. Grundsätzlich wäre eine Auflistung der in Tabelle 2 kumulierten Projekte/Windparks mit der jeweiligen Leistung wünschenswert (z. B. im Anhang), um ein gemeinsames Verständnis zu gewährleisten bzw. Missverständnisse zu vermeiden.
- **Seite 5, linke Spalte, oben:** Der Verweis auf „...die nachfolgende Tabelle:“ ohne dass tatsächlich eine Tabelle folgt ist irreführend. Es ist unklar, ob eine neue Tabelle fehlt oder sich auf Tabelle 2 bezogen wird.
- **Seite 8, Tabelle 3 und Kasten:** Für die Phase 2, in der die Erstellung der Gutachten und weiterer Unterlagen erfolgt, wird eine Dauer von 8 bis 12 Monate zugrundegelegt. In der näheren Erläuterung wird eine „zweijährige Basisaufnahme“ angeführt. Bei der Angabe der Dauer scheint ein Kongruenzfehler zu bestehen.

### 4 Photovoltaik-Dachanlagen

In der Marktanalyse zu Photovoltaik-Dachanlagen findet sich nach Auffassung des BDEW ein nicht vollständig korrekter Abschnitt. Dort heißt es:

*„Bei Anlagen mit einer installierten Modulleistung ab 30 kW stellt der Netzanschluss ein potenzielles Risiko dar. Wird dem Betreiber im Zuge der Netzverträglichkeitsprüfung ein Einspeisepunkt zugewiesen, der vom Verknüpfungspunkt des eigenen Grundstücks abweicht, sind gegebenenfalls zusätzliche Gestattungsverträge mit den Eigentümern der betroffenen Grundstücke erforderlich. Ferner besteht grundsätzlich das Risiko, dass der Netzbetreiber den Anschluss einer Großanlage verweigert. Hierzu ist er berechtigt, wenn die Kosten des Netzausbaus 25 % der Anlagenkosten übersteigen. Dies kann vor allem dann eintreten, wenn das Netz in Folge des Ausbaus der*

*erneuerbaren Energien bereits vollständig ausgelastet ist. Ein im Vergleich zu anderen Technologien erhöhtes Risiko besteht diesbezüglich allerdings nicht.“*

Gemäß § 8 EEG 2014 wird der gesamtwirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt ermittelt, welcher sich aus der Netzverträglichkeitsprüfung ergibt. Das Ergebnis wird dem Einspeisewilligen gemäß § 8 Abs. 6 mitgeteilt. Eine hier beschriebene Zuweisung des Netzbetreibers ist in § 8 Abs. 3 erläutert und nur in bestimmten Härtefällen ggf. eine Option, da er gemäß § 16 Abs. 2 dann die daraus resultierenden Kosten zu tragen hat.

Daher würde die korrekte Darstellung des gesetzlichen Rahmens lauten:

„Wird im Zuge der Netzverträglichkeitsprüfung ein Einspeisepunkt ermittelt, der vom Verknüpfungspunkt des eigenen Grundstücks abweicht, können zusätzliche Anschlusskosten für den Betreiber entstehen und es sind gegebenenfalls zusätzliche Gestattungsverträge mit den Eigentümern der betroffenen Grundstücke erforderlich.“

Fraglich ist auch, warum hier nur Großanlagen betroffen sein sollen. Die Praxis zeigt, dass ein derartiger Fall auch bei kleinen Anlagen auftreten kann.

## 5 Wasserkraft

Nach Auffassung des BDEW sind bei der Marktanalyse zu Wasserkraft einige (zum Teil redaktionelle) Fehler unterlaufen.

- In der Legende zur Abbildung 1 wird eine Klassifizierung in Anlagengrößen von „> 10 kW“, „1 bis 10 kW“ und „< 1 MW“ vorgenommen. Vermutlich sind hier „> 10 MW“ sowie „1 bis 10 MW“ gemeint.
- Die Überschrift zur Tabelle 2 ist angesichts der ersten Zeile dieser Tabelle unpassend. Es wird empfohlen, sie wie folgt zu ändern: „(...) im Leistungsbereich > 0,5 MW“.
- Auf Seite drei wird zu Beginn des fünften Absatzes auf die Darstellung der „Bandbreite der EEG-Vergütungen für Wasserkraftanlagen (...)“ in Abbildung 4 verwiesen. Es ist vermutlich Abbildung 2 gemeint.
- Die Angaben auf Seite fünf zum Ausbaupotenzial von 3,0 GWh/a können nicht geteilt werden. Gemeint sind vermutlich 3 TWh/a; Potenzialanalysen zeigen allein für Bayern ein Potenzial von 1 TWh/a auf.
- Die Aussagen auf Seite 5 (1. Absatz) wonach der „Neubau (...) fast nur noch an bestehenden Staustufen möglich“ sei, ist missverständlich. Alternativvorschlag: „Der Neubau von Wasserkraftanlagen ist aus genehmigungsrechtlichen Gründen und aufgrund der Anforderungen in § 40 Abs. 4 EEG faktisch nur an bestehenden Querbauwerken oder notwendigen Querbauwerken z.B. zur Sohlstabilisierung möglich, die noch nicht oder nur teilweise durch die Wasserkraft genützt werden.“
- Bei der Angabe des Beitrags der Wasserkraft zur gesicherten Leistung ist anzumerken, dass dieser aufgrund nicht gleichzeitig auftretender Nichtverfügbarkeiten und unterschiedlicher Charakteristika der Wasserführung in alpin und nicht-alpin gespeisten Flüssen deutlich über 40 Prozent liegt.

Es bleibt zudem unklar, nach welcher Systematik die Annahmen zu den „Stromgestehungskosten“ ermittelt und insbesondere welche Betrachtungszeiträume und welche Verzinsungen des eingesetzten Kapitals angesetzt wurden. Zudem wird in Abbildung 3 suggeriert, dass die EEG-Vergütung bei Anlagen ab 0,5 MW grundsätzlich ausreichend hoch sei. Diese Auffassung kann aufgrund aktueller Praxiserfahrungen nicht geteilt werden. Sollten die Annahmen zu den Stromgestehungskosten auf den Erkenntnissen des EEG-Erfahrungsberichtes fußen, verhindern gerade bei Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich zwischen 0,5 und 50 MW wesentliche im EEG-Erfahrungsbericht bislang unberücksichtigte Kostenfaktoren einen wirtschaftlichen Ausbau an den vorhandenen Kraftwerksstandorten. Nach Berechnungen der im BDEW vertretenen Wasserkraftbetreiber stellen sich diese Kosten wie folgt dar:

- Ein Bypass ist teilweise erst in Verbindung mit einer Leiteinrichtung für Fische funktionsfähig. Dies ist v. a. bei großen Wasserkraftanlagen (hohe Anströmgeschwindigkeiten) der Fall. Bei vorhandenen 1- bis 5 MW-Anlagen können hierfür ebenfalls Kosten von vereinzelt deutlich mehr als 1000 €/kW angenommen werden. Ferner können für einen Bypass für den Fischabstieg (ohne Dotierturbine) vereinzelt Kosten in Höhe von über 500 €/kW entstehen.
- Ein weiterer bislang nicht berücksichtigter Kostenfaktor sind zudem die Erzeugungsverluste infolge von erheblichen Dotationen für den Fischaufstieg, einer Zusatzdotierung für den Lockstrom sowie für den Fischabstieg. Insbesondere bei Laufwasserkraftwerken kumuliert sich dieser Kostenfaktor mit der Anzahl der Kraftwerke an einem Fluss.
- Mit Blick auf Modernisierungen von Laufwasserkraftwerken > 5 MW fällt auf, dass im Gegensatz zu Anlagengrößen < 5 MW keine Kosten für die Anlagentechnik (Erhöhung des Leistungsvermögens) angesetzt wurden.

Ein weiterer Ausbau der Wasserkraft ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen trotz des großen vorhandenen Potentials derzeit nicht möglich. Im Gegensatz zu den Kostendegressionen bei Windkraft und PV haben sich die Kosten für die Errichtung oder Erweiterung von Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren deutlich erhöht. Gründe hierfür sind deutlich gestiegene Preise der Lieferanten (z. B. Bauleistungen) sowie sehr hohe Zusatzkosten für ökologische Maßnahmen (s. o.).

In Bezug auf die Aussage zur Wettbewerbssituation im Markt auf Seite sechs ist unklar, was mit einem „großen Energieversorger“ gemeint ist, der Begriff wird nicht erläutert.

Die nachfolgende Aussage, dass der „Wettbewerb zwischen den Wasserkraftakteuren teilweise sehr stark eingeschränkt“ zu sein scheint, wird nicht weiter begründet. Sie steht im Widerspruch zur Aussage bezüglich der derzeitigen Akteursvielfalt; allein die heute bestehenden 351 Anlagen > 1 MW werden aussagegemäß von 97 Betreibern geführt.

Falls darauf abgestellt wird, dass laut Marktanalyse 97 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung > 10 MW von 18 Betreibern geführt werden, die u. a. auch zu „großen Energieversorgern“ gehören, ist anzumerken, dass daraus nicht auf einen eingeschränkten Wettbewerb geschlossen werden kann, da sich ein Ausbau nur zum kleinen Teil in dieser Größenklasse abspielen wird.

Es ist daher davon auszugehen, dass bei geeigneter Ausgestaltung der Ausschreibungen ein funktionierender Wettbewerb dazu führt, dass die effizientesten Projekte (d. h. die Projekte mit den geringsten spezifischen Stromgestehungskosten) zum Zuge kommen.

## 6 Biomasse

Aus Sicht des BDEW ist die Marktanalyse zur Biomasse im Hinblick auf die Bereiche „Biogas“ und „Biomethan“ (Bio-Erdgas) weitgehend objektiv und zutreffend. Zu folgenden Punkten besteht aus Sicht des BDEW Klarstellungs- bzw. Verbesserungsbedarf:

- Die Marktanalyse bezieht sich fast ausschließlich auf die Verstromung von Biomasse und die aus heutiger Sicht wirtschaftlich nutzbaren Potentiale. Andere Nutzungspfade und die nachhaltig verfügbaren Potentiale der Biomasse werden nahezu ausgeblendet. Dies gilt ebenso für die fehlenden Hinweise auf die positiven Aspekte der Biogas-/ Bio-Erdgaserzeugung bezüglich der Stoffkreisläufe zu „Düngemittelbilanzen“, unter Beachtung der wasserrechtlichen Aspekte.
- Die Auswirkungen des EEG 2014 auf den weiteren Ausbau der Segmente „Biogas“ und „Bio-Erdgas“ (Biomethan) sind zutreffend dargestellt, wobei in einigen Punkten zu wenig zwischen Biogas und Bio-Erdgas differenziert wird.
- Die Potentialeinschätzung im Hinblick auf die energetische Nutzung von Bioabfällen ist ebenfalls zutreffend. Allerdings fehlt ein Hinweis auf das Kreislaufwirtschaftsgesetz und die verpflichtende energetische Nutzung von Bioabfällen. Die Vergärung der getrennt gesammelten biologisch-organischen Fraktion (Biomüll) wird auf Seite elf zwar erwähnt, ist aber in der Auflistung der Technologien (Seite 13 und 14) nicht mehr aufgeführt.
- Die für die Biogaserzeugung angegebene und genutzte landwirtschaftliche Nutzfläche ist mit 10 Prozent sehr stark aufgerundet. Nach Angaben des statistischen Bundesamtes betrug die Fläche für die Nutzung 7,6 Prozent im Jahr 2013.
- Die Vorteilhaftigkeit von Bio-Erdgas bzw. die nach dem EEG vorgeschriebene 100-prozentige Nutzung in KWK bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung wird aus Sicht des BDEW nicht genügend herausgestellt.
- Bei der flexiblen Stromerzeugung mittels Bio-Erdgas fehlt ein Hinweis auf den Bau von (größeren) Wärmespeichern.
- Auf Seite zwei ist die Terminologie nicht korrekt: Nach EEG 2012 gibt es einen „Gas-aufbereitungsbonus“ und keinen „Gaseinspeisebonus“ wie beschrieben.
- Bei der Marktanalyse zur Bioenergie sollten aus Sicht des BDEW auch die Marktbedingungen für den Weiterbetrieb der Anlagen nach Ablauf der EEG-Vergütungszeit in die Studie einbezogen werden. So steht zum Beispiel für viele Altholz-Kraftwerke und auch für ältere Abfall-Biogasanlagen in den nächsten 2 bis 3 Jahren die Entscheidung an, ob sie für die neuen Anforderungen (Flexibilität) nachgerüstet werden sollen oder nicht.

**Ansprechpartner:**

Dr. Maren Hille  
Leitung des Geschäftsbereichs Erzeugung  
Telefon: 030 / 300 199 1300  
Email: maren.hille@bdew.de

Projektkoordination und

Fragen zu den Kapiteln „Wind an Land“ und „Photovoltaik-Dachanlagen“

Stefan Thimm  
Telefon: 030 / 300 199 1310  
Email: stefan.thimm@bdew.de

Fragen zum Kapitel „Wasserkraft“

Mathias Timm  
Telefon: 030 / 300 199 1316  
Email: mathias.timm@bdew.de

Fragen zum Kapitel „Wind auf See“

Mahder Tinsae  
Telefon: 030 / 300 199 1318  
Email: mahder.tinsae@bdew.de

Fragen zum Kapitel „Biomasse“

Ingram Täschner  
Telefon: 030 / 300 199 1261  
Email: ingram.taeschner@bdew.de