

# Potenziale erkennen

## E|NEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Januar 2016 – [www.roedl.de/ee](http://www.roedl.de/ee)

### > Lesen Sie in dieser Ausgabe:

#### Im Blickpunkt: PV-Eigenverbrauch

- > Deutschland und Spanien – zwei unterschiedliche Modelle für den PV-Eigenverbrauch 2

#### Aus aller Welt

- > Schiedsgericht der Stockholmer Handelskammer weist Klage gegen Spanien wegen Verletzung des ECT ab 8
- > EE-Zweitmarkt in Spanien – Erneuter Boom bei Käufen und Fusionen 9
- > Verzögerung beim Inkrafttreten des Ausschreibungsmodells in Polen 10
- > Sechs-Stunden-Regel (§24 EEG 2014) und die Direktvermarktung 12
- > Windenergie an Land in der Novelle des EEG 2016 15
- > Startschuss 2016 – Nächste Ausbaustufe für Windenergie in Litauen 18
- > Kenia – „Shining Bright“ 22

#### Rödl & Partner intern

- > E-world energy & water 23
- > Stromhandel in Italien 23

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Erneuerbaren Energien haben ihre Spitzenposition in der Stromerzeugung im Jahr 2015 in Deutschland weiter ausbauen können. Mit einem Anteil von fast einem Drittel am Bruttostromverbrauch wurden Kohle, Atom und Gas deutlich auf ihre Plätze verwiesen. Ein gutes Windjahr zusammen mit den vielen zugebauten Onshore-Anlagen in den Jahren 2014 und 2015 haben den Windanteil deutlich erhöht. Auch der Wind-Offshore-Bereich vermeldet mit knapp 2,3 GW erfreuliche Zubauzahlen. In der Spitze wurden am 23. August 2015 sogar ca. 83 Prozent des deutschen Strombedarfs durch Erneuerbaren Energien gedeckt – und das problemlos.

Im Jahr 2016 wird mit der anstehenden EEG-Novelle nun auch für die Windenergie das Ausschreibungsmodell eingeführt. Die ersten Eckpunkte sind seit Mitte des vergangenen Jahres bekannt. Kurz vor Jahresende wurden nun auch die Änderungen des intensiv diskutierten Referenzertragsmodells veröffentlicht. Jetzt wartet die Branche gespannt auf die ersten Gesetzesentwürfe.

Die sinkenden Preise für Solarmodule und Batteriespeicher setzen weltweit weitere Anreize für Eigenverbrauchsmodelle im Gewerbe- und Haushaltsbereich. Dass es hier erhebliche Unterschiede im regulatorischen Bereich gibt, verdeutlicht unser länderübergreifender Artikel aus Deutschland und Spanien. Die grundsätzliche Attraktivität dieser dezentralen Erzeugungsmodelle zeigt sich auch darin, dass nun internationale Großinvestoren, wie Richard Branson, in Ländern mit erheblichem Potenzial für Offgrid-Anlagen, wie z.B. Kenia, investieren.

Zur weiteren Diskussion der vielfältigen Themen der Energiewirtschaft laden wir Sie herzlich zu unserem Workshop am **17. Februar 2016 auf der E-WORLD in Essen** ein.

Wir wünschen Ihnen eine kurzweilige Lektüre!

Martin Wambach  
Geschäftsführender Partner

Anton Berger  
Partner



## Im Blickpunkt: PV-Eigenverbrauch

### > Deutschland und Spanien - zwei unterschiedliche Modelle für den PV-Eigenverbrauch

Wie sollte ein optimales Fördersystem aussehen?

Von Kai Imolauer und Christoph Himmelskamp

Bei der Betrachtung des PV-Eigenstromverbrauchs spielen die regulatorischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle. Spanien und Deutschland haben dabei verschiedene Ansätze der Förderung des Eigenverbrauchs gewählt, die beide problembehaftet sind und kein optimales Ergebnis gewährleisten. Für die Ausgestaltung eines optimalen Fördersystems gibt es unterschiedliche Lösungsansätze. Die Entwicklung bei Batteriespeichern wird auf absehbare Zeit neue Möglichkeiten in Bezug auf Eigenverbrauchsmodelle eröffnen und Fördersysteme maßgeblich beeinflussen.

When considering PV self-consumption the regulatory frameworks play an important role. Spain and Germany have chosen different approaches to support self-consumption, meanwhile both systems have its difficulties and are not optimal solutions. For the design of an optimal subsidy system there are several possible approaches. The development of battery storage systems will open in the near future new opportunities in terms of self-consumption models and impact supporting systems significantly.

Es gibt eine enorme Anzahl verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen in den diversen Ländern in Bezug auf Eigenerzeugung und -verbrauch von PV-Strom. Die wichtigsten Fragen, die mit den einzelnen Regelungen stets zu beantworten sind, lauten:

- > Wie wird der überschüssige ins Netz eingespeiste Strom bewertet?
- > Wie sieht die Beteiligung des Prosumers (Konsument, der gleichzeitig auch Produzent ist) an den Netzkosten aus?
- > Wird der eigenverbrauchte Strom sonst noch belastet?

Die Beteiligung an den Infrastrukturkosten sollte so gestaltet werden, dass der Eigenverbrauch immer noch wirtschaftlich für den PV-Anlagenbetreiber bleibt, allerdings auch entsprechende Kosten getragen werden.

Da durch den eigenverbrauchten PV-Strom ein Teil der Strombezugskosten (siehe hierzu Artikel „LCOE bei PV-Eigenverbrauchs- und Direktvermarktungsmodellen“<sup>1</sup>) eingespart werden kann, ist es für die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchsanlagen entscheidend, wie groß die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Bezugskosten ist.

### Regulatorische Rahmenbedingungen in Deutschland und Spanien

#### Deutschland

Seit dem EEG 2014 muss sich der bis dahin von der EEG-Umlage befreite Eigenverbrauch (Anlagen ab 10 kW<sub>p</sub>) anteilig an der Refinanzierung der EEG-Förderung beteiligen. Im Jahr 2015 waren es 30 Prozent der jeweilig geltenden EEG-Umlage, bis Ende 2016 werden es 35 Prozent, im Jahr 2017 müssen dann 40 Prozent bezahlt werden.

Der eingespeiste, nicht selbst verbrauchte PV-Strom wird mit dem jeweiligen EEG-Einspeisetarif (für Dachanlagen) vergütet. Durch diese Regelung können trotz des Eigenverbrauchs von ungefähr 30 Prozent (ohne Speicher) im Falle eines Standardhaushaltslastprofils Erlöse mit dem nicht verbrauchten Strom erzielt werden, die auch für die Amortisation der Investition benötigt werden. Gleiches gilt für Betreiber im Gewerbebereich, die allerdings bei einer optimalen Auslegung einen deutlich höheren Eigenverbrauch von circa 45 bis 70 Prozent (ohne Speicher) erreichen können.

Dieses System setzt klar den Anreiz, den selbsterzeugten Strom möglichst maximal zu verbrauchen und somit den Strombezug (Haushalte 28,81 ct/kWh, Gewerbe ~ 15,56<sup>2</sup>) zu substituieren anstatt ihn ins Netz zu speisen.

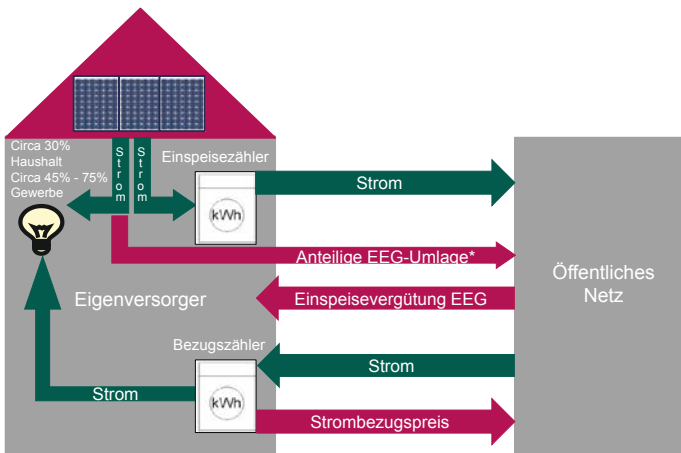
<sup>1</sup> E|nEws Juni 2013, <http://www.roedl.de/medien/publikationen/newsletter/erneuerbare-energien/enews-archiv>.

<sup>2</sup> BDEW (2015). Strompreisanalyse März 2015, <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150903-pi-weiterhin-sind-52-prozent-des-strompreises-steuern-und-abgaben-de>; 14.1.2016.



Als Zwischenfazit lässt sich zu Deutschland festhalten:

- > Es wird hier ein Paradoxon geschaffen, dadurch, dass sich der Anlagenbetreiber (bei Anlagen >10 kW<sub>p</sub>) anteilig an der Refinanzierung der EEG-Umlage beteiligen muss, um dann gleichzeitig wieder aus der EEG-Umlage finanziert eine Förderung für den überschüssigen, eingespeisten PV-Strom zu beziehen.
- > Durch die aktuelle Gestaltung des Eigenverbrauchsförder-systems in Deutschland beteiligt sich der Eigenverbraucher nicht an den Kosten für die Netzinfrastruktur, da in der Netzentgeltverordnung eine Belastung des Eigenerzeugers nicht vorgesehen ist.



\* Bis 2017 40% der EEG-Umlage;  
Anlagen bis max. 10 kW sind ausgenommen

Abbildung 1: Eigenverbrauchssystem in Deutschland

## Spanien

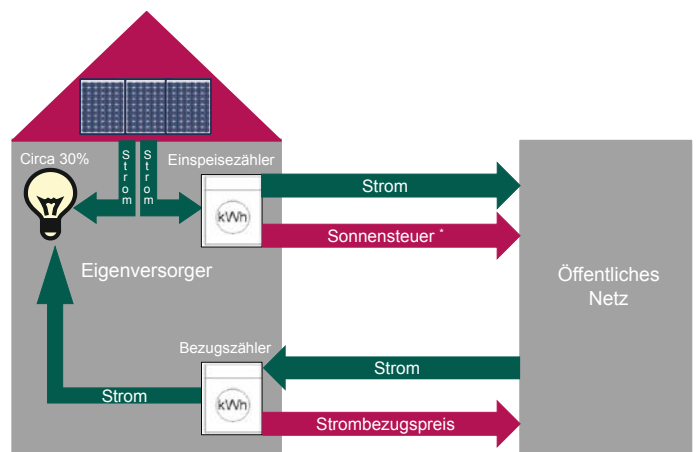
Nach drei Jahren anhaltender Debatten wurde am 9. Oktober 2015 der Eigenverbrauch von Solarenergie durch die Verordnung RD 900/2015 („EigenverbrauchsVO“) neu geregelt. Mit der Verordnung wurde die im Markt herrschende Unsicherheit über die zukünftigen Möglichkeiten für den Eigenverbrauch von selbstproduziertem Strom zumindest bis zu den Wahlen am 21. Dezember 2015 kurzzeitig ausgeräumt. Aufgrund der möglichen Links-Links-Mitte Regierung und der von diesen Parteien angekündigten Reform des Strommarktes, ist die geltende Regelung möglicherweise bald wieder Makulatur. Die Unsicherheit bestand, da seit der Verabschiedung des Gesetzes zur Reform des Energiemarktes (Ley 24/2013 del Sector Eléctrico) am 27. Dezember 2013 in Spanien keine gültige Regulierung erlassen worden war. Nachfolgend wird die derzeit geltende Gesetzeslage dargestellt.

Die Eigenverbrauchsanlagen werden in zwei Typen kategorisiert, wobei der wesentliche Unterschied die in Typ 2 notwendige Registrierung im RIPRE („Registro de instalaciones de Producción en Régimen Especial“) ist (Artikel 19-22).

Anlagen des „Typ 1“ (Artikel 4.1.a.) mit einer begrenzten Nennleistung von bis zu 100 kW werden den überschüssig produzierten Strom ohne jegliche Vergütungsleistung ins Stromnetz einspeisen, diesen also mehr oder weniger „verschenken“. Dafür müssen diese Anlagen weniger administrative Hürden nehmen und müssen z.B. auch nicht im CAE (Gewerbeanmeldung für Stromerzeuger) angemeldet sein. Dargestellt in Abbildung 2.

Wohingegen die Anlagen des „Typ 2“ (Artikel 4.1.b.) ihren produzierten Strom zum Marktpreis verkaufen können. Sie nehmen sowohl als Verbraucher, als auch als Produzent am Marktgeschehen teil. Diese Variante wird für größere Anlagen die geeigneter sein, da dort die Kosten für die oben genannte Registrierung besser verteilt werden können und dort auch mit mehr überschüssigem Strom (Wochenenden) gerechnet werden kann. Bei dieser Variante können insbesondere der Erzeuger und der Konsument zwei verschiedene Personen sein, sodass die aus Deutschland bekannten Mietmodelle, etc. übernommen werden können. Dargestellt in Abbildung 3.

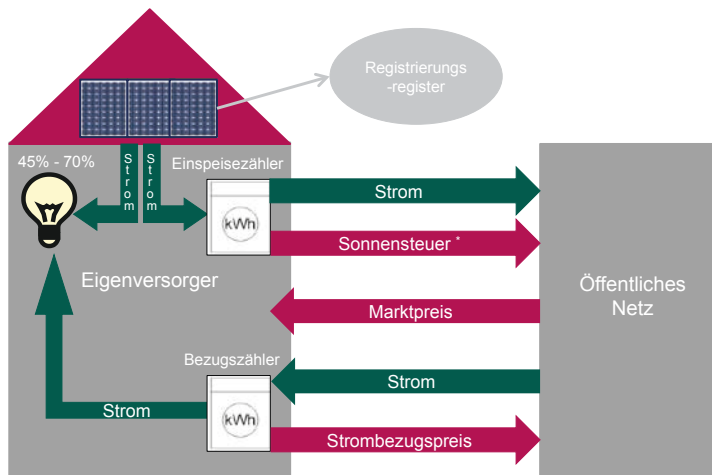
Die von der neuen Gesetzgebung begründete „Peaje de Respaldo“<sup>3</sup> setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen. Zum einen Fixkosten für die installierte Nennleistung – diese Abgabe wird bei allen Konsumenten erhoben –, welche je nach Anlagengröße zwischen ca. 9 €/kW/Jahr und 15,4 €/kW/Jahr liegen können und zum anderen variable Kosten für den eigenverbrauchten Strom, welche zwischen ca. 0,015 €/kWh und 0,07 €/kWh liegen. Von der zusätzlichen Abgabe – der variablen Kosten – sind Kleinanlagen mit bis zu 10 kW, Anlagen ohne Anbindung an das Stromnetz und Anlagen auf den Spanischen Inseln (Balearen, Kanaren) ausgenommen. Die EigenverbrauchsVO untersagt, dass eine Anlage Strom an verschiedene Abnehmer liefern kann, wodurch wohl eine Ausweitung und Verbreitung in städtischen Gebieten (Mietshäuser) verhindert wird. Allerdings wird der Einsatz von Speichermedien (Batterien) durch die neue gesetzliche Regelung erlaubt (Artikel 5.5.).



\* Fixe Kosten: installierte Kapazität (€/kW)  
Variable Kosten: eigen verbrauchter Strom (€/kWh)

Abbildung 2: Eigenverbrauchssystem Spanien Typ 1 < 100 kW

<sup>3</sup> Offizielle Bezeichnung als „Gebühr für sonstige Systemleistungen“.



\* Fixe Kosten: installierte Kapazität (€/kW)  
Variable Kosten: eigen verbrauchter Strom (€/kWh)

Abbildung 3: Eigenverbrauchssystem Spanien Typ 2 > 100 kW

Da es seit der Energiemarktreform keine neuen Einspeisetarife für Erneuerbare-Energien-Anlagen mehr gibt, wird die Möglichkeit zum Eigenverbrauch von Strom insbesondere von der spanischen Photovoltaik-Industrie als wichtiges neues Geschäftsmodell für die Branche gewertet.

Ein kleines Beispiel soll die aktuelle spanische Regulierung verdeutlichen. Ein Verbraucher (kleines produzierendes Gewerbe) mit 70 kW vertraglicher Leistung (Tarif 3.1A) installiert eine PV-Anlage (45 kW<sub>p</sub>) mit einem Jahresertrag von 63.000 kWh, wovon 42.000 kWh selbst verbraucht (Eigenverbrauchsquote von 66 Prozent) und 21.000 kWh ins Netz einspeist werden. Der durchschnittliche Strombezugspreis für Gewerbekunden war 2015 pro kWh 0,108 €/kWh. Für jede eigenverbrauchte kWh würde der Verbraucher diesen Betrag einsparen. Davon muss jetzt allerdings noch die peaje de resbaldo für den entsprechenden Typ nach der EigenverbrauchsVO abgezogen werden. Die durchschnittliche Peaje de resbaldo für diesen Typ beträgt 0,021 €/kWh. Der Verbraucher kann also 0,087€/kWh einsparen. Zusätzlich bekommt er für den ins Netz eingespeisten Strom eine Vergütung von durchschnittlich 0,042€/kWh (schon nach Abzug der 7 Prozent Steuer). Abzüglich der O&M Kosten, die sich auf etwa 10€/kW<sub>p</sub> belaufen, ist das eine Strompreiserparnis von etwa 4,086 €/Jahr. Bei einer Anfangsinvestition von ca. 60.000 €, kann man sich die Verzinsung der Investition gut errechnen.

Auf der anderen Seite ist vor allem für Anlagebetreiber, die nur eine geringe Eigenverbrauchsquote erzielen können, keine Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs gegeben. Die Uni Graz<sup>4</sup> hat eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zum Eigenverbrauch in Spanien durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Tabelle 1 dargestellt.

| IRR (%)                           | Typ 1             |                        | Typ 2             |                        |                   |                        |
|-----------------------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|
|                                   | Haushalt          |                        | Gewerbe           |                        | Industrie         |                        |
|                                   | Paeje de resbaldo | ohne Paeje de resbaldo | Paeje de resbaldo | ohne Paeje de resbaldo | Paeje de resbaldo | ohne Paeje de resbaldo |
| Eigenkapital                      | -4,93             | -1,58                  | -1,22             | 4,32                   | 1,04              | 5,5                    |
| Finanziert (80%)                  | -8,55             | -4,57                  | -3,49             | 3,61                   | -0,06             | 6,07                   |
| Effekt der Finanzierung           | -3,62             | -2,99                  | -2,27             | -0,71                  | -1,1              | 0,57                   |
| Effekt der Paeje de resbaldo (EK) | -3,35             |                        | -5,54             |                        | -4,46             |                        |
| Effekt der Paeje de resbaldo (F)  | -3,98             |                        | -7,1              |                        | -6,13             |                        |

Tabelle 1: Wirtschaftlichkeitsanalyse der Universität Graz<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Steinger, K., & López Prol, J. (2015). Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: profitability analysis and alternative regulation schemes, Graz.

<sup>5</sup> LichtBlick SE. Strompreise 2016: Steigende Netzentgelte belasten Haushalte, <http://www.lichtblick.de/medien/news/2015/10/18/strompreise-2016-steigende-netzentgelte-belastend-haushalte>, 14.1.2016.



Die Internal Rate of Return für Anlagen unter 10 kW<sub>p</sub> (Haushalte) und für Anlagen im gewerblichen Sektor ist negativ. Obwohl Typ 1 keine Peaje de resbaldo zahlen muss, ist der Eigenverbrauch negativ, dies resultiert vor allem daher, dass er seinen überschüssigen Strom umsonst ins Netz einspeisen muss und nur etwa 30 Prozent davon selbst verbrauchen kann.

Als Reaktion auf die neue Gesetzgebung haben im Dezember die wichtigsten Verbände des spanischen Erneuerbare Energien Sektor, die Unión Española Fotovoltaica (UNEF), die Asociación Nacional de Productores e Inversores de Energías Renovables (ANPIER) und die Plataforma por un Nuevo Modelo Energético eine Klage gegen das Dekret 900/2015 beim Obersten Gerichtshof eingereicht. Mit der Begründung, dass die Peaje de resbaldo gegen die Verfassung verstoße.

Als Zwischenfazit lässt sich zu Spanien festhalten:

- > Die Eigenverbraucher werden zwar an den Netzinfrastrukturkosten beteiligt, die Abgabe ist jedoch so hoch, dass teilweise kein wirtschaftlicher Betrieb der PV-Anlage gegeben ist.
- > Auch für von peaje de resbaldo befreite Anlagen ist der Eigenverbrauch unrentabel, da der überschüssige Strom umsonst ins Netz eingespeist wird.
- > Trotzdem ist das Potenzial in Spanien gerade im Hinblick auf gewerbliche Anlagen und die Sonneneinstrahlung, welche durchschnittlich bei 1,582 kWh/qm liegt, so, dass sich Investitionen schnell als rentabel erweisen und die zusätzliche Mehrkostenbelastungen als marginal erscheinen lassen.
- > Ein Manko, das sich aus der Regelung ergibt, ist die fehlende Rechtssicherheit der Regelungen zu den Zusatzabgaben, die zunächst nur bis Ende 2016 Geltung haben. Dies erschwert erst einmal langfristige Projekt- und Finanzierungsplanungen.

### Wie sollte ein optimales Fördersystem für PV-Eigenverbrauch aussehen?

Sowohl das deutsche als auch das spanische System haben ihre Schwächen, wenn es darum geht, den PV-Eigenverbrauch und somit die dezentrale Energieversorgung voranzutreiben. Ein optimales Fördersystem sollte folgende Aspekte erfüllen:

- > Einen Anreiz setzen, möglichst viel produzierten Strom selbst zu verbrauchen
- > Die Refinanzierung der Netzinfrastruktur auch anteilig auf die Eigenerzeuger übertragen, die noch am Netz hängen (In-selsysteme somit ausgenommen)
- > Flexibel genug sein, um schneller auf Preisreduktionen (wie bei Speichersystemen zu erwarten) zu reagieren

Die europäische Kommission hat hierzu ein Dokument mit dem Titel „Best practices on Renewable Energy Self-consumption“ veröffentlicht. In diesem wird Net-Metering als eine Möglichkeit gesehen, den Eigenverbrauch zu fördern. Hierbei benutzt der Eigenverbraucher das öffentliche Netz als eine Art Speicher. Die überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist, um zu einem späteren Zeitpunkt wieder aus dem Netz bezogen zu werden. Vorteil dieses Systems ist es, dass es leicht umzusetzen und zu verstehen ist.

Einige EU-Mitglieder wie Italien oder Belgien, aber auch mehr als 40 Staaten in den USA und Australien haben ein Net-Metering System eingeführt. Auf das Gesamtsystem blickend hilft es nicht, das Netz zu stabilisieren. Außerdem wird der PV-Strom teurer vergütet, als er in den meisten Fällen wert ist. Weiterhin behindert Net-Metering den wirtschaftlichen Ausbau von Energiespeichern, da das Netz quasi kostenlos als unbegrenzter Speicher zur Verfügung steht. Aus diesen Gründen sollte Net-Metering nicht dauerhaft als Eigenverbrauchsmodell betrachtet werden.

Ein weiterer Ansatz, den die EU ebenfalls vorschlägt, ist, den eingespeisten Strom mit dem Marktpreis zu vergüten. Durch geringere Erlöse für den eingespeisten Strom würden Anlagenbetreiber versuchen, mehr Strom direkt vor Ort zu verbrauchen und somit die Anlagengröße vorerst optimal auf das Lastprofil ausrichten. Integration von Speichern würde das natürlich noch erheblich beeinflussen. Es bleibt abzuwarten wie sich die Preise hier entwickeln.

Die Beteiligung des Prosumers an den Netzentgelten sollte sich bspw. an einem Haushalt ohne Eigenerzeugungslage ausrichten. In Deutschland zahlt ein Drei-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.000 kWh ab 1. Januar 2016 durchschnittlich 255,34 Euro im Jahr Netzentgelte<sup>5</sup>.



Mit der Ausgestaltung, wie sich der Anlagenbetreiber an den Netzkosten beteiligen sollte, hat sich auch das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin in seinem Roundup „>> Eigenversorgung mit Solarstrom << - Ein Treiber für die Energiewende?“ beschäftigt. Die untenstehende Tabelle zeigt verschiedene Lösungsansätze und die Einschätzung des DIW auf unterschiedliche Parameter.

|                                 | Förderung EV | Systemorientierte PV-Anlage/Speicher/Betrieb | Energiesparanreize | Anreize für Lastmanagement (Verschiebung Lastspitze) | Alle Haushalte an Netzgebühren beteiligt | Simple Umsetzung |
|---------------------------------|--------------|--|--------------------|--|--|------------------|
| Status quo                      | +            | -  | +                  | -  | -  | +                |
| Fester Grundpreis               | -            | 0  | -                  | -  | +  | +                |
| Netzentgelte nach max. Leistung | -            | -  | -                  | +  | +  | -                |
| Ende Befreiung Netzentgelte     | -            | 0  | +                  | 0  | +  | +                |
| Sondertarife für EV-Haushalte   | -            | +  | +                  | 0  | +  | -                |

Tabelle 2: Lösungsansätze und die Einschätzung des DIW

Alle Lösungen zeigen, dass durch eine Belastung mit Netzentgelten die Förderung des Eigenverbrauchs zwar an Attraktivität verliert, dennoch ist die Differenz zwischen PV-Stromgestehungskosten und Strombezugskosten groß genug, um immer noch Erlöse durch den Eigenverbrauch zu erzielen. Trotzdem ist es sehr wichtig, bevor regulatorische Bestimmungen eingeführt werden, die einzelnen Auswirkungen zu identifizieren und sie systemdienlich abzuwägen, um das beste Modell herauszufiltern.

Die Eigenverbrauchsregelungen müssen in den nächsten Jahren unter Berücksichtigung der oben genannten Kriterien weiterentwickelt werden, da der Eigenverbrauch eine immer größere Rolle in der Stromversorgung von morgen spielen wird.

### Ausblick

- > Österreich zielt 2016 mit dem Start der Antragsstellung auf eine Förderung der Photovoltaikanlage schon den PV-Eigenverbrauch ab. Die Einspeisevergütung wurde in diesem Jahr auf 8,24 Ct/kWh gesenkt und wird weiterhin nur für 13 Jahre gezahlt. Nach dieser Zeit kann der Strom zum Marktpreis oder an ein Energieversorgungsunternehmen verkauft werden. Aber auch hier ist die Frage, wie der Anlagenbesitzer an den Netzentgeltkosten beteiligt werden soll, noch nicht geklärt.
- > Zukünftig wäre vor allem in sonnenreichen Ländern, die deutlich über 1.000 kWh/kW<sub>p</sub> Jahreserträge haben und damit bessere Bedingungen für die Photovoltaik, denkbar, die Vergütung für den eingespeisten Strom bei Anlagen im Gewerbe ganz wegfällen zu lassen. Die hohe Eigenverbrauchsquote, Sonneneinstrahlung und große Anzahl an Sonnenstunden sorgen dafür, dass im Gegensatz zu Ländern wie Deutschland, sich der Eigenverbrauch deutlich einfacher amortisiert trotz zusätzlicher Belastung; es wäre dann nur die Netzentgeltregelung anzupassen, die womöglich auch Systemdienlichkeit der Anlage und Reserveleistungen inkludieren müsste.



> Mit Vorschreiten der Batteriespeichertechnologie sollte die Ausstattung der Speicher mit einem Kommunikationstool, mittels dessen der Netzbetreiber die Möglichkeit hat auf den Batteriespeicher zuzugreifen, verpflichtend werden. Somit würden Eigenverbraucher aktiv zur Netzstabilität beitragen. Wenn der Batteriespeicher abends entladen wurde, könnte er über Nacht als Regelleistung seine Kapazität zur Verfügung stellen (bspw. an Starkwindtagen) und somit zur aktiven Einbindung der Erneuerbaren Energien und der Netzstabilität beitragen. Auch beim Laden durch die PV-Anlage könnte der Speicher im Peak-Shaving Modus betrieben werden. Wie Abbildung 6 zeigt, könnte die Stromerzeugungsspitze zur Mittagszeit durch Batterien verlagert und am Abend durch den Konsumenten wieder abgerufen werden. Aktuell gibt es zu diesen Modellen schon verschiedene Pilotprojekte zum Beispiel das green2store Projekt. In diesem wurden mittels Cloud Computing mehrere Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher zusammengefasst. Um Anreiz zur Installation eines Batteriespeichers zu schaffen, sollten geringere Netzentgelte anstelle einer Direktsubvention angeboten werden.

> Vor allem auch für etablierte Energieversorger haben diese Entwicklungen disruptive Auswirkungen. Ihr Geschäftsbe-  
reich wird sich weg vom Energieversorger hin zum Energie-  
dienstleister bewegen, weswegen Energieversorger zukünf-  
tig massiv dazu gezwungen werden, neue Geschäftsmodelle  
auch in diesen neuen Technologien zu entwickeln.

> Die genaue Ausgestaltung eines Fördersystems für den PV-  
Eigenverbrauch muss detailliert untersucht und von den je-  
weiligen Regulierungsbehörden (Energieministerien) voran-  
getrieben werden. Es ist unausweichlich, jetzt regulatorische  
Rahmenbedingungen zu schaffen, die sowohl den Eigenver-  
brauch fördern als auch zur allgemeinen Finanzierung der  
Systemkosten beitragen und zukünftig auch Batterien regu-  
latorisch in dieses System einbinden.

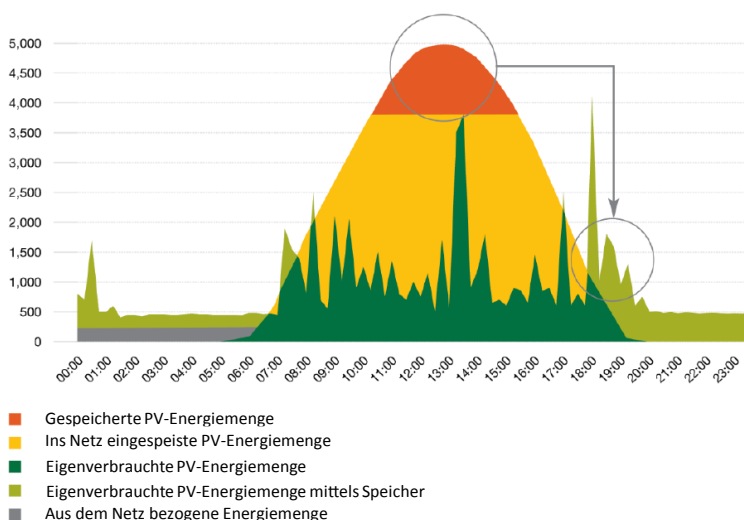


Abbildung 4: Peak-shaving Strategie im Haushalt mit Batteriespeicher<sup>6</sup>

**Kontakt für weitere Informationen:**



**Kai Imolauer**  
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)  
Tel.: +49 (911) 91 93 - 36 06  
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



**Christoph Himmelskamp**  
Rechtsanwalt  
Tel.: +34 (93) 238 93 70  
E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es

<sup>6</sup> EPIA, basierend auf der SMA Analyse, 2012.



## Aus aller Welt

### > Schiedsgericht der Stockholmer Handelskammer weist Klage gegen Spanien wegen Verletzung des ECT ab

Das Schiedsgericht erklärt sich zuständig, weist die Klage aber aus verschiedenen Gründen zurück

Von **Christoph Himmelskamp**

Das Schiedsgericht der Stockholmer Handelskammer hat mit Schiedsspruch vom 21. Januar 2016 die im Jahre 2012 gegen das Königreich Spanien eingereichte Schiedsklage auf Zahlung von Schadensersatz wegen Verletzung des Energy Charter Treaty (ECT) zurückgewiesen. Die Entscheidungsbegründung sowie weitere Zusammenhänge haben wir hier für Sie zusammengefasst.

On January 21st, 2016 the Arbitration Court of the Stockholm Chamber of Commerce rejected the complaint brought against the Kingdom of Spain in 2012 regarding an alleged violation of the Energy Charter Treaty (ECT). We are presenting an overview of the Court's decision and the broader context.

Kläger sind eine niederländische und eine luxemburgische Gesellschaft, ihrerseits Gesellschafter der spanischen T-Solar Global, S.A. (T-Solar), die wiederum 34 PV-Anlagen in Spanien im Eigentum und Betrieb hat. Die T-Solar ist Teil der Isolux-Gruppe, welche den spanischen Investoren Gomis und Delso gehört. Die angegriffenen Rechtsakte sind u.a. das Real Dekret 1565/2010 und das Real Dekret Gesetz 14/2010, die zum einen die Förderung der PV-Anlagen auf 25 Jahre und zum anderen die förderfähigen Produktionsstunden auf 1250 Std./Jahr begrenzen, wobei der Schaden von den Klägern laut Presseberichten auf 17 Millionen Euro beziffert wurde.

Das Schiedsgericht erklärte sich zunächst für sachlich zuständig und verneinte den Vorrang des EU-Rechtes auf den Rechtsstreit. Außerdem erklärte es, dass das ECT auch spanischen Investoren Rechtsschutz bieten kann, wenn die Investition wie hier über nicht-spanische Gesellschaften abgewickelt wurde.

In der Begründung stellte das Gericht zunächst fest, dass die Schiedsklage trotz neuer Gesetze, die die angefochtene Rechtslage erneut abändern, statthaft ist. Die Kläger hatten behauptet, dass die angegriffenen Rechtsakte einen enteignungsgleichen Eingriff darstellen, der nicht gerechtfertigt war. Dazu stellte das Gericht fest, dass sich aufgrund der Rechtsakte der Wert der Anteile der spanischen T-Solar zwar reduziert, dies aber nicht zu einer vollständigen oder teilweisen Enteignung der Kläger geführt habe. Eine Wertminderung könne nur dann als enteignungsgleich charakterisiert werden, wenn sie zum Entzug des Eigentums führe. Die Kläger aber hätten argumentiert, dass die PV-Anlagen noch immer rentabel gewesen seien.

Weiterhin behaupteten die Kläger, dass die angegriffenen Rechtsakte den vom ECT in Artikel 10 aufgestellten Standard von „fairer und gerechter Behandlung eines Investors“ verletzt

hätten, indem die legitimen Erwartungen der Investoren durch die rückwirkenden Rechtsakte nicht erfüllt wurden und dadurch ein Schaden entstand.

Dazu führte das Gericht aus, dass die Investoren bei Auftreten neuer Gegebenheiten nicht mit dem Ausbleiben von Gesetzesänderungen durch einen Mitgliedstaat des ECT rechnen dürften. Damit sollten Investoren nur rechnen, wenn der Staat ausdrückliche Zusagen mache, was aber im Falle Spaniens nicht der Fall gewesen sei, da dort nur allgemeine Gesetze erlassen wurden, ohne jedoch konkrete Zusagen gemacht zu haben. Zu dem Argument der Rückwirkung betonte das Gericht dann erneut, dass das ECT den Mitgliedstaaten nicht untersagt, Gesetze bei Auftreten neuer Gegebenheiten zu ändern; die Gegenmeinung führe zu einem Einfrieren der Gesetzgebung, was vom ECT nicht gewollt sei.

Schließlich hat das Gericht die Kläger auch noch zur teilweisen Zahlung der Anwalts- und Gutachterkosten der Gegenseite sowie der Gerichtskosten in Höhe von insgesamt 1,31 Millionen Euro verurteilt.

#### Kontakt für weitere Informationen:



#### **Christoph Himmelskamp**

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 238 93 70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es





## > EE-Zweitmarkt in Spanien – Erneuter Boom bei Käufen und Fusionen

Operationen für 4 Milliarden Euro geplant

Von **Christoph Himmelskamp**

Nach Jahren der Rechtsunsicherheit scheint der spanische EE-Markt das Vertrauen der Investoren zurückgewonnen zu haben. Laut spanischen Presseberichten (Expansión vom 11. Januar 2016) sind in naher Zukunft Fusionen und Akquisitionen von Investmentfonds wie Cerberus, KKR oder Blackstone im spanischen EE-Markt im Wert von bis zu 4 Milliarden Euro zu erwarten, da Unternehmen wie Bora Wind, Olivento, T-Solar und Anlagen von Abengoa zum Kauf stehen und Spanien im Gegensatz zu vergangenen Jahren – auch aufgrund der erfolgten Kürzungen – eine kurz- und mittelfristige Stabilität garantiert.

After years of legal uncertainty the Spanish PV market appears to have regained investor confidence. According to Spanish news reports (Expansión, January 11th, 2016) mergers and acquisitions valued at up to 4 billion euros are to be expected in the near future as e.g. Bora Wind, Olivento, T-Solar, and individual projects by Abengoa have been put up for sale. Potential buyers are investment funds such as Cerberus, KKR, or Blackstone. Unlike in the recent past, the Spanish PV market offers short and medium term stability, partly because of the implemented spending cuts.

Das als „Tarifdefizit“ bekannte Phänomen, dass der Strommarkt weniger Einnahmen als Ausgaben hat (das Defizit ist vom Verbraucher zu tragen und wurde übergangsweise vom spanischen Staat verbrieft) wurde durch die vergangenen Reformen des Strommarktes beseitigt. Die Reformen führten unter anderem dazu, dass die Einspeisetarife der EE-Anlagen rückwirkend um bis zu 30 Prozent gekürzt wurden. Obwohl im Jahre 2019 eine erneute Überprüfung der Tarife ansteht, rechnen die Analysten derzeit nicht mit einer erneuten Anpassung der Tarife.

Gekauft werden derzeit aber nicht nur Großanlagen, sondern auch kleinere Anlagen (100 kW<sub>p</sub> und mehr) werden von Investoren gesucht und gekauft. Der Verkäufer muss sich nur bewusst sein, dass im Vergleich zum Anschaffungspreis häufig ein Verlust zu realisieren sein wird, da die erfolgten rückwirkenden Kürzungen in den Einspeisetarifen sich im Kaufpreis natürlich widerspiegeln.

Aufgrund des Investitionsdruckes der Anleger sind die Anpassungen jedoch moderat. Gerne unterstützen wir bei der Käufersuche.

### Kontakt für weitere Informationen:



**Christoph Himmelskamp**

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 238 93 70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es



## > Verzögerung beim Inkrafttreten des Ausschreibungsmodells in Polen

Von Piotr Mrowiec

Der Umschwung vom Quotensystem auf das Ausschreibungsmodell sollte bereits vollzogen sein, denn seit dem 1. Januar 2016 sollte der Abschnitt 4 des Gesetzes über erneuerbare Energiequellen (EEG-PL), der die Grundsätze der Förderung gemäß dem Ausschreibungsmodell beinhaltet, bereits geltendes Recht sein. Kurz vor dem Inkrafttreten der entsprechenden Vorschriften hat aber die polnische Regierung eine gesetzgeberische Handbremse betätigt und die lang vorbereitete Reform kurzerhand um ein Halbjahr verschoben.

The Government of Poland put the reform of Poland's renewable energy law to a sudden halt. After extensive preparation, the change from a quota system to public tenders originally scheduled for January 1st, 2016 has been postponed by half a year. Section 4 of the renewable energy law, which includes the principles of government support regarding the public tender model, has not entered into force yet.

Am 22. Dezember 2015 hat der Sejm das EEG-PL novelliert, und am 30. Dezember 2015 hat der Präsident diese Novelle unterzeichnet, weswegen das Inkrafttreten des Abschnitts IV um ein halbes Jahr verschoben wurde. Dieser Abschnitt enthält neben dem neuen Grundmodell der Förderung für die polnische regenerative Energiebranche auch Vorschriften zur Förderung der Kleinstbetreiber in Form einer Einspeisevergütung.

Nach dem jetzt nicht mehr aktuellen Zeitplan sollte die erste Ausschreibungsrunde im April 2016 stattfinden. Gemäß Artikel 210 EEG-PL soll die erste Ausschreibungsrunde innerhalb von 90 Tagen ab Inkrafttreten des 4. Abschnitts durchgeführt werden; durch die Verschiebung wird die erste Ausschreibungsrunde somit bis Ende September 2016 organisiert. Für einige Projektierer, die ihre Projekte bereits bis zur Baureife entwickelt hatten, bedeutet dies natürlich einen Verlust von Zeit und Geld. Für andere aber bedeutet es eine willkommene Gnadenfrist, und zwar in zweifacher Hinsicht. Erstens werden die Projektierer mehr Zeit haben, ihre Projekte bis zur Baureife zu entwickeln. Zweitens werden sie die Möglichkeit haben, in dem alten und bekannten Quotensystem zu bleiben, wenn sie ihre entwickelten Anlagen bis Ende Juni 2016 anschließen und mit der Stromerzeugung beginnen.

Die zweite Alternative erscheint nicht schlecht, denn nach den Plänen der neuen Regierung sollen die Referenzpreise, die das Wirtschaftsministerium bereits veröffentlichte und welche als Maximalpreise für die Angebote in Ausschreibungsrunden im Jahr 2016 dienen (siehe Abbildung 1-3), geändert werden, und

zwar so, dass höhere Maximalpreise für Biogasanlagen und niedrigere für Windanlagen gelten sollen. Für einige Investoren könnte es somit vorteilhafter sein, in dem Quotensystem zu bleiben, obwohl der aktuelle Preis je kWh bescheidene 6,41 Eurocent beträgt (fester Stromeinkaufspreis 2015: 163,58 PLN/MWh + Preis der grünen Zertifikate 112,01 PLN/MWh (Preis am 7. Januar 2016: Fixing, Quelle: tge.pl; Währungskurs EUR/PLN: 1 EUR = 4,3 PLN).

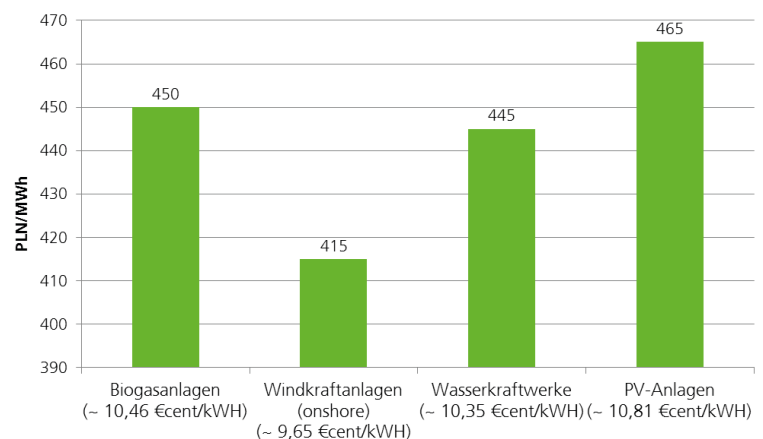


Abbildung 1: Neue EE-Anlagen ≤ 1 MW

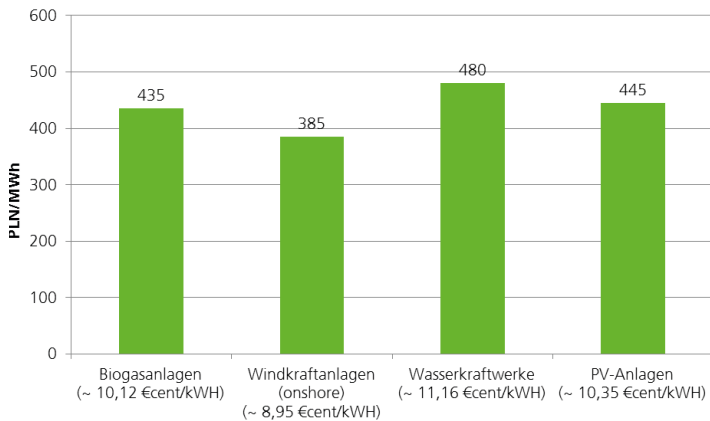


Abbildung 2: Neue EE-Anlagen > 1 MW

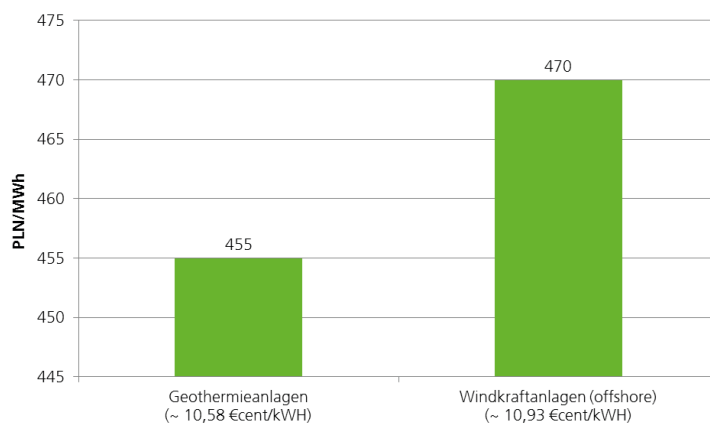


Abbildung 3: Neue EE-Anlagen unabhängig von der Nennleistung

Zu beachten ist zudem, dass die Förderung in Form von grünen Zertifikaten ab Januar 2016 den Eigentümern großer Wasserkraftwerke vorenthalten bleibt, und die Eigentümer von Mitverbrennungsanlagen werden ab Anfang des Jahres lediglich 0,5 des grünen Zertifikats pro MWh erhalten können. Dadurch wird eine nicht unerhebliche Anzahl von grünen Zertifikaten aus dem Markt verschwinden. Das kann zum Anstieg der jetzt fast historisch niedrigen Preise für grüne Zertifikate verhelfen und somit das Quotensystem im Vergleich zum Ausschreibungssystem vorteilhafter machen.

### Probleme für Kleinanlagen bis 10 kW<sub>p</sub>

Die Verschiebung der Kernvorschriften des EEG-PL hat negative Konsequenzen für Eigentümer von Mikroinstallationen bis zu 10 kW<sub>p</sub>, die ihre Anlagen zum Beginn des Jahres anschließen wollten, um in den Genuss der vergleichsweise hohen Einspeisevergütung zu kommen. In der Sackgasse können sich jetzt bis zu mehrere Tausend Menschen befinden, die bestimmte Investitionen – am häufigsten in PV-Anlagen – durchgeführt und beabsichtigt hatten, den Verkauf ab dem 1. Januar 2016 zu starten. Sie müssen noch ein halbes Jahr mit dem Anschluss der Anlage warten; wird die Anlage früher angeschlossen, so kann der Betreiber die FiT nicht mehr in Anspruch nehmen.

Die Novelle hat aus dem Blickwinkel der Kleinstbetreiber eine fast gesetZRückwirkende Kraft, daher stellte die Regierung in Aussicht, dass durch eine zweite Gesetzesnovelle die FiT auch für die Betreiber gelten wird, die ihre Anlagen in dem Zeitraum zwischen 1. Januar 2016 bis 30. Juni 2016 anschließen werden. Ob es dazu kommt, bleibt aber abzuwarten.

Die schnelle, durch die herrschende Mehrheit durchgewinkelte Novelle des EEG-PL zeigt wieder Einmal, dass die polnische Energiewende sich sehr schwer tut und nichts für Investoren mit schwachen Nerven ist. Es besteht das Risiko, dass Polen aufgrund der Novellierung die von der Europäischen Union auferlegte Pflicht nicht erfüllen wird, wonach 15 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien innerhalb des Energiemixes stammen müssen. Solch radikale Änderungen so kurz vor dem geplanten Inkrafttreten der Vorschriften zeitigen das Risiko, dass ein Teil der ausländischen Investoren einen Rückzieher machen wird, da ihre Zukunft auf dem polnischen Markt ungewiss ist. Für die Verschiebung des Inkrafttretens von Abschnitt 4 des Gesetzes spricht jedoch die Tatsache, dass die zusätzliche Zeit es ermöglichen wird, fehlende Verordnungen und Vorschriften zur Durchführung der Online-Ausschreibungen vorzubereiten.

### Kontakt für weitere Informationen:



**Piotr Mrowiec**

Rechtsanwalt

Tel.: +48 (61) 62 44 921

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro



## > Sechs-Stunden-Regel (§ 24 EEG 2014) und die Direktvermarktung

Von Joachim Held und Niklas Thomas

Mit der Einführung der sogenannten Sechs-Stunden-Regel bei der Novellierung des EEGs im Jahr 2014 hat eine branchenweite Diskussion über die Auswirkungen dieser Regelung begonnen. Fest steht, der Paragraph 24 des EEG 2014 betrifft nicht nur Anlagenbetreiber, sondern auch Projektentwickler, die finanzierenden Banken und die Direktvermarktungsunternehmen. Die Auswirkungen sind nur schwer abzuschätzen, nicht zuletzt aufgrund des sich auf dem Gesetzesweg befindlichen Strommarktgesetzes. Daher lohnt sich ein Blick auf den aktuellen Stand der Dinge und den potenziellen Umgang mit dem sich daraus resultierenden Risiko.

The introduction of the so-called Six-Hour-Rule in the course of the 2014 changes to Germany's renewable energy law spurred industry-wide debates on its repercussions. Article 24 does not only affect owners, but also developers, financiers, and direct marketers. The effects are difficult to predict as the new electricity market legislation is being drafted. It is worthwhile taking a look at the current status to develop potential strategies to handle the resulting risks.

### Rechtliche Ausgangssituation

Für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind oder gehen werden, findet § 24 EEG 2014, die sogenannte Sechs-Stunden-Regel, Anwendung. Dadurch sinkt die Marktprämie auf null, sofern „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist“. Hiervon ausgenommen sind nach Absatz 3 nur Anlagen mit weniger als 500 kW installierter Leistung bzw. bei Windenergieanlagen weniger als 3 MW installierter Leistung und Demonstrationsanlagen. Somit werden die meisten Windparkbetreiber von dieser Regelung betroffen sein. Obwohl es nicht klar definiert ist, wurde bisher einheitlich davon ausgegangen, dass die Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX als Bezugswerte für die Regelung gelten. Nach dem Entwurf des Strommarktgesetzes vom 20. Januar 2016 soll der § 24 EEG 2014 allerdings angepasst werden. Die Regelung soll sich dahingehend ändern bzw. klargestellt werden, dass „der Wert eines Stundenkontraktes [...] negativ [ist], wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der vortägigen Auktion am Spotmarkt und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel am Spotmarkt negativ sind.“ Dies bedeutet, die Stundenkontrakte müssen sowohl im Day-Ahead-Markt als auch im Intraday-Markt negativ sein. Diese Änderung soll nach aktuellem Entwurf dann rückwirkend ab dem 1. Januar 2016 gelten. Des Weiteren heißt es im Erklärungstext zur Änderung des § 24 EEG 2014:

„Im Übrigen wird geprüft, ob perspektivisch ergänzende Maßnahmen ergriffen werden sollten, um etwaige negative Auswirkungen des § 24 EEG 2014 auf die Investitionssicherheit und die Förderkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zu begrenzen.“

In seiner Stellungnahme zu diesem Gesetzesentwurf fordert der Bundesrat zudem die Begrenzung auf sechs oder mehr aufeinanderfolgende Stunden, die an einem Kalendertag auftreten. Somit würde z.B. ein 6h-Block von 21 Uhr bis 3 Uhr des Folgetages nicht mehr als 6h-Block gewertet und die Regelung nach § 24 EEG 2014 würde nicht mehr greifen.

Es bleibt also abzuwarten, wie die Ausgestaltung letztendlich aussehen wird.

### Prognose und historische Analyse

Auch die zukünftigen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen sind unklar. In der nachfolgenden Grafik sind die Prognosen dreier Studien für zukünftig auftretende Stunden mit negativen Strompreisen aufgeführt.

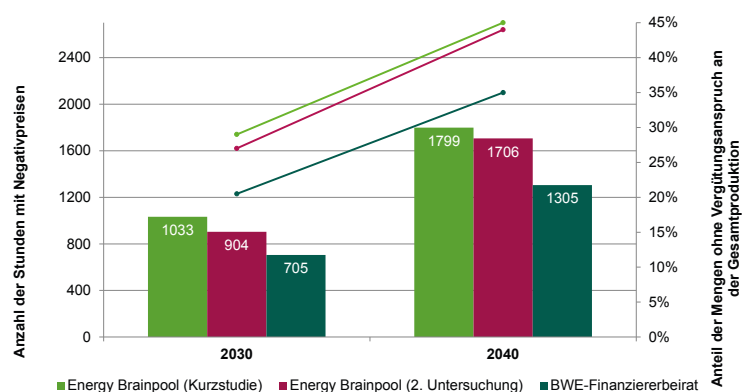


Abbildung 1: Entwicklung negativer Strompreise<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Energy Brainpool 2014, 2015. BWE - Finanziererbeirat 2015. Erhebungen für den BWE-Praxistag „Potentielle Strommarktentwicklung und Auswirkungen auf die Strompreise“.



Den Studien zufolge steigt die Anzahl an Stunden mit negativem Strompreis in den nächsten Jahrzehnten stark an und würde dementsprechend zu Erlösausfällen in Höhe von 20 bis 30 Prozent im Jahr 2030 führen. Das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung rechnet unter Berücksichtigung möglicher Flexibilitätsoptionen mit ca. 500 Stunden mit negativem Strompreis im Jahr 2035. Der große Unterschied zwischen den Prognosen ist auf die Unsicherheit der Prognose aufgrund einer Vielzahl von Eingangsparametern zurückzuführen. Dies sind u.a. der lange Prognosezeitraum bis 2035/40 sowie die Unsicherheit über die Entwicklungen des Strommarktdesigns und der Technologien wie z.B. Speichern.

Eine Studie, die eine Prognose für negative Strompreise unter der Berücksichtigung der Kopplung der beiden Märkte abgibt, ist aktuell noch nicht vorhanden. Um diese Auswirkung abzuschätzen, wurde von Rödl & Partner eine historische Analyse durchgeführt. Diese betrachtet das Auftreten negativer Strompreise an der EPEX Spot im Day-Ahead-Markt und im Intraday-Markt für die Jahre 2012 bis 2015.

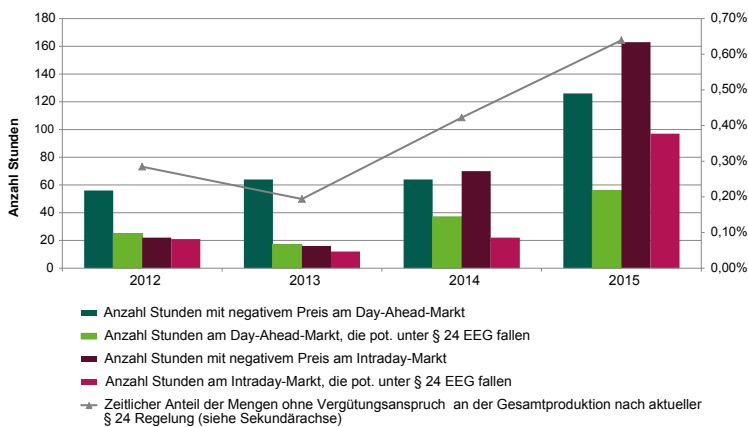


Abbildung 2: Historische Analyse negativer Strompreise auf dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt<sup>2</sup>

Anhand der Grafik lässt sich die Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen im Day-Ahead-Markt und im Intraday-Markt ablesen. In beiden Märkten ist ein Anstieg zu verzeichnen, so dass im Jahr 2015 im Day-Ahead-Markt 126 Stunden mit negativen Strompreisen und im Intraday-Markt sogar 163 Stunden auftraten. Nach aktueller Auslegung des § 24 EEG 2014, welcher den Day-Ahead-Markt als Referenzmarkt zugrunde legt, hätte dies in 2015 zu 56 Stunden mit negativem Strompreis geführt, in denen keine Marktprämie gezahlt würde. Würde man den Intraday-Markt als Referenz zugrunde legen, würde sich diese Anzahl auf 97 Stunden erhöhen.

Wie die Auswirkung der Regelung nach dem Entwurf des Strommarktgesetzes, also mit der Kopplung von Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt, aussehen würde, ist in der nachfolgenden Grafik dargestellt.

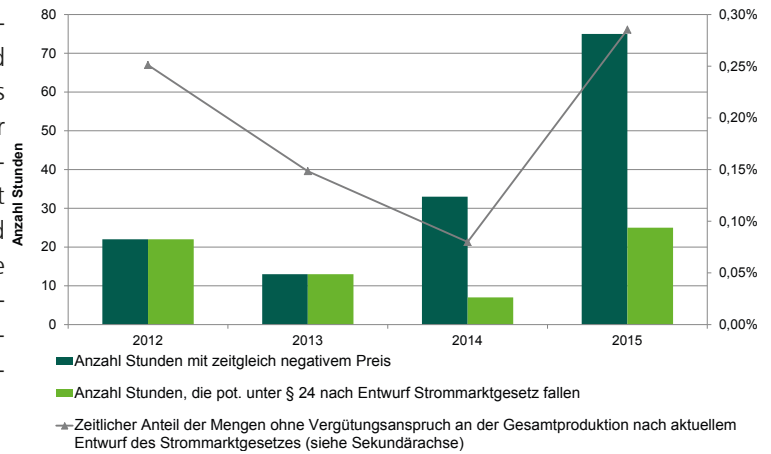


Abbildung 3: Auswirkung der Kopplung von Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt auf das Auftreten negativer Strompreise<sup>3</sup>

Auch hier ist ein Anstieg der Stunden mit zeitgleich negativem Strompreis in beiden Märkten zu erkennen. Die Anzahl der Stunden, die aufgrund der Entwurfsregelung des Strommarktgesetzes nicht vergütet würden, steigt erst ab 2014 an. Im Jahr 2015 traten insgesamt 75 Stunden auf, in denen die Strompreise auf beiden Märkten zeitgleich negativ waren. Die Stunden ohne Anspruch auf Marktprämie (sechs oder mehr aufeinanderfolgende Stunden mit negativem Strompreis) hätten sich auf 25 summiert. Auch, wenn es im Erklärungstext im Entwurf des Strommarktgesetzes heißt, die Korrelation der Negativphasen von Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt treffe für die „klar überwiegende Zahl der Fälle“ zu, ergibt zumindest die historische Analyse ein anderes Bild. Im Vergleich der beiden Grafiken lässt sich anhand des zeitlichen Anteils der Mengen ohne Vergütungsanspruch im jeweiligen Jahr gut erkennen, dass die Kopplung der Märkte zu einem signifikanten Rückgang der Stunden führen würde, in denen keine Marktprämie gezahlt wird. Während der zeitliche Anteil nach der aktuellen Regelung (§ 24 EEG 2014) bei 0,64 Prozent eines Jahres gelegen hätte, wäre dieser aufgrund der Änderung durch das Strommarktgesetz auf 0,29 Prozent des Jahres gesunken. Die Anpassung der Regelung mit Kopplung der beiden Märkte wäre also grundsätzlich zu begrüßen. Das Strommarktgesetz soll zwar noch in der ersten Jahreshälfte 2016 in Kraft treten, jedoch ist zu beachten, dass die Kopplung nur zu einem kurzfristigen Effekt des Rückgangs führt – der oben schon aufgezeigte Langfrist-trend mit vermehrten negativen Preisen wird sich vermutlich weiter fortsetzen.

Nichtsdestotrotz ist es wichtig zu betonen, dass es sich bei diesen Angaben lediglich um zeitliche Ertragsausfälle handelt. Sie würden daher nur dann den energetischen Ausfall widerspiegeln, wenn der Wind im ganzen Jahr durchgehend stark weht und die Windenergieanlagen dementsprechend dauerhaft die gleiche Leistung bringen. Da in der Realität die Windeinspeisungen saison- und tagesabhängig sehr volatil sind, hat Rödl &

<sup>2</sup> EPEX Spot, eigene Auswertung.

<sup>3</sup> EPEX Spot, eigene Auswertung.



Partner beispielhaft das Auftreten von Stunden mit negativen Strompreisen mit den Erzeugungsdaten eines Windparks verglichen. Diese Analyse zeigt, dass negative Strompreise vermehrt auftreten, wenn die Anlagen nahe des Nennlastbereichs laufen. Auch der Vergleich zwischen negativen Strompreisen und der Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland verdeutlicht das vermehrte Auftreten von negativen Strompreisen während hoher Einspeiseleistungen von Windenergieanlagen. Daher ist davon auszugehen, dass der energetische Ertragsausfall höher als der zeitliche Ertragsausfall ist.

Auch die Banken sind sich zurzeit noch uneinig, wie mit dem Risiko umgegangen werden soll. Einigkeit besteht aber darüber, dass eine Einpreisung des Risikos unabdingbar ist. Daher ist es für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung umso wichtiger, die richtigen Abschläge einzukalkulieren.

### Auswirkungen auf die Direktvermarktung

Ob das Vergütungsausfallrisiko vom Projekteigentümer zu tragen ist und wie ggf. die wirtschaftlichen Auswirkungen sind, richtet sich im nächsten Schritt nach der bilateralen Ausgestaltung der Direktvermarktungsverträge sowie dem Verhalten des Direktvermarkters.

Wenn der Direktvermarkter die Anlagen abregelt, ist in den meisten Verträgen eine Entschädigungszahlung für den Anlageneigentümer vorgesehen. In der Regel wird die Höhe der Entschädigungszahlung analog zum „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ ermittelt und beträgt somit 95 Prozent des regulären Vergütungssatzes. Werden die Anlagen während einer Negativphase nach § 24 EEG 2014 nicht abgeregelt, erhält der Anlagenbetreiber keine Marktprämie für den eingespeisten Strom. Im Jahr 2015 lagen die Marktwerte für die einzelnen Monate zwischen 2,200 ct/kWh und 3,656 ct/kWh. Somit würde der Vergütungsausfall durch die Marktprämie der Höhe nach bei ca. 2/3 der regulären Vergütung nach EEG liegen.

Für alle Windenergieanlagen, die seit diesem Jahr in Betrieb gehen, gilt es daher genau zu prüfen, wie die verschiedenen Szenarien im Falle von Stunden mit negativen Strompreisen nach § 24 EEG 2014 bei Direktvermarktungsverträgen ausgestaltet sind. Genau analysiert werden sollten auch etwaige Versicherungsangebote von Direktvermarktern, die das Ausfallrisiko durch den § 24 EEG 2014 abdecken sollen. Eine kürzlich durchgeführte Ausschreibung für Direktvermarktungsverträge hat ergeben, dass solche Angebote bei den meisten Direktvermarktern noch nicht etabliert sind bzw. sich momentan in Entwicklung befinden. Auch liegt dies sicherlich an der zurzeit noch unklaren zukünftigen Regelung (Day-Ahead-Markt als alleinige Referenz oder Kopplung von Day-Ahead-Markt und Intraday-

Markt), als auch an der komplexen Prognostizierbarkeit von negativen Strompreisen an der EPEX. Daher ist eine strukturierte Ausschreibung und individuelle Prüfung der Verträge zu empfehlen, um das passende Angebot zu finden. Auch für bestehende Windparks bietet die Ausschreibung der Direktvermarktung erhebliches Kostensenkungspotenzial, da die Entgelte im Laufe des letzten Jahres nochmals stark gesunken sind. Hierbei lagen die angebotenen Entgelte für Laufzeiten zwischen einem und drei Jahren deutlich unter einem €/MWh.

Bei Investitionszeiträumen von 20 oder mehr Jahren ist es grundsätzlich ratsam, die aufgezeigten Entwicklungen bezüglich negativer Strompreise in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen. Eine dauerhafte Absicherung des Risikos durch Versicherungsangebote der Direktvermarkter ist neben der aktuell geringen Anzahl an solchen Angeboten auch aufgrund der Laufzeit von Direktvermarktungsverträgen von üblicherweise maximal fünf Jahren nicht bzw. nur schwer möglich. Auch die Direktvermarkter müssen sich der Unsicherheit stellen und die Auswirkungen regelmäßig neu evaluieren und ihre Angebote anpassen. Die Risikoverteilung sollte daher bilateral mit den Direktvermarktern verhandelt werden, um beiderseitig zufriedenstellende Lösungen zu erarbeiten. Eine strukturierte Ausschreibung bietet hierfür beste Möglichkeiten und eröffnet aufgrund der gesunkenen Entgelte zusätzliches Kostensenkungspotenzial.

### Kontakt für weitere Informationen:



#### Joachim Held

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (911) 91 93 – 35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com



#### Niklas Thomas

B.A. Energie- und Ressourcenmanagement

Tel.: +49 (911) 91 93 – 36 26

E-Mail: niklas.thomas@roedl.com



## > Windenergie an Land in der Novelle des EEG 2016

Vergütungssystematik, Neudefinition des Referenzstandortes und Übergangsregelungen des EEG 2014

Von Lukas Kostrach und Marc Schwientek

Neben der schon bekannten grundsätzlichen Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell, werden mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2016 (EEG 2016) weitere grundlegende Gesetzesbestimmungen geändert. So erfolgt eine Umstellung von dem bisherigen zweistufigen Vergütungssystem auf ein einstufiges Vergütungssystem. Zusätzlich wird die Definition des sog. Referenzstandortes den aktuellen Erkenntnissen angepasst. Für sich in Entwicklung befindliche Windprojekte existieren weiterhin die Übergangsregelungen des EEG 2014. Projekteigentümer, die diese Möglichkeiten nutzen wollen, sollten auf die sich (noch) bietenden Gestaltungsmöglichkeiten sowie Fallstricke im Genehmigungsverfahren achten.

The 2016 changes to Germany's renewable energy law go beyond the general switch to public tenders and include further fundamental changes: The two-tier compensation system is replaced by uniform compensation. The definition of the reference site is adjusted as new information has become available. Wind energy projects currently under development remain eligible for compensation according to the 2014 renewable energy law. Investors should be aware of this opportunity and the potential pitfalls in the licensing process.

Das erste Eckpunktepapier zum neuen Ausschreibungsdesign im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016 (EEG 2016) liegt seit Mitte 2015 vor (wir berichteten). Dies war als Zwischenstand gedacht und enthielt gezielte Fragen des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zur Konsultation der Branche. Die Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen erfolgte in den Monaten Oktober und November 2015 und mündete in einem weiterem Eckpunktepapier vom 25. November 2015, welches zum 8. Dezember 2015 leicht modifiziert wurde. Diese Version spezifizierte die Vergütungssystematik und die Definition des Referenzstandortes (100 Prozent-Standort) für die Windenergie an Land.

### Neudefinition des Referenzstandortes

Seit dem EEG 2000 existiert der Begriff des Referenzstandortes. Dieser definiert einen fiktiven Windstandort in Deutschland mit einer bestimmten Verteilung der Jahreswindgeschwindigkeit sowie einem entsprechenden Verteilungsprofil der mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten über verschiedene Nabenhöhen.

Bei Vergleichen von realen (gemessenen) Windprofilen mit dem definierten Windprofil des Referenzstandortes hat sich gezeigt, dass es signifikante Abweichungen gerade im Bereich von hohen Nabenhöhen gibt. Das derzeit verwendete logarithmische Höhenprofil unterschätzt ab einer gewissen Höhe (ca. 60 bis 100 m) die Zunahme der Windgeschwindigkeiten mit der Nabenhöhe. Da im Jahr 2015 der deutschlandweite Durchschnitt der Nabenhöhen bei ca. 120 m für Neubauprojekte lag, wurde eine Neudefinition des Windprofils branchenweit angestrebt.

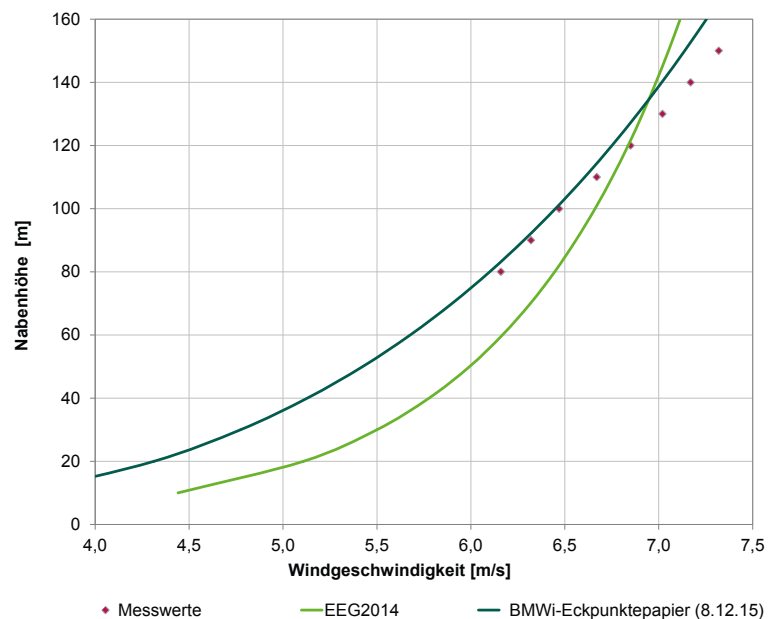


Abbildung 1: Definition des Referenzstandortes nach EEG 2014 & 2016<sup>1</sup>

In unserem Beispiel einer Messung (rote Punkte) an einem ca. 80-Prozent-Windstandort (bisherige Definition) zeigt sich, dass die neue Definition des Referenzwindstandortes durch das BMWi (dunkelgrüne Linie) die Windgeschwindigkeiten über verschiedene Nabenhöhen besser als die bisherige Definition (hellgrüne Linie) approximiert.

<sup>1</sup> BMWi - Eckpunktepapier EEG 2016 (Stand: 8. Dezember 2015).



Mit der neuen Definition des Referenzstandortes werden die neu zu berechnenden anlagenspezifischen Referenzerträge im Vergleich zur bisherigen Definition für Nabenhöhen kleiner 135 m niedriger und für Nabenhöhen größer 135 m höher ausfallen. Der Referenzertrag ist definiert als derjenige Energieertrag, welcher von einer Windenergieanlage am 100-Prozent-Referenzstandort erzielt wird. Da der Referenzertrag den „Benchmark“ im Sinne des EEG darstellt, werden im Gegenzug die Standortqualitäten (als Prozentzahlen im Verhältnis zum Referenzstandort) höher bzw. niedriger ausfallen. So könnte beispielsweise ein 70-Prozent-Standort nach alter Definition nach den Vorschlägen des neuen EEG 2016 ein 75-Prozent-Standort sein (Wert nur beispielhaft, je nach Nabenhöhe (im Beispiel 92 m) und Anlagentyp unterschiedlich). Faktisch bedeutet dies jedoch nicht, dass der Standort „besser oder schlechter“ geworden ist. Die abweichende Prozentzahl ist rein auf die neue Definition des Referenzstandortes zurückzuführen. Hier ist zukünftig auf die genaue Definition zu achten, da gerade während der Übergangsregelung des EEG 2014 in den Jahren 2016 bis 2018 beide Definitionen des Referenzstandortes nebeneinander verwendet werden.

### Umstellung auf ein einstufiges Vergütungssystem

In der aktuellen Novelle ist vorgesehen, anstelle der bisherigen zweistufigen Vergütungsregelung – bestehend aus Grund- & Anfangswert – auf ein einstufiges Vergütungsverfahren im Rahmen des Ausschreibungsprozesses umzustellen.

Im bisherigen Modell erhält ein Windpark für mindestens fünf Jahre den (höheren) Anfangswert (derzeit 8,90 ct/kWh). [Hinweis: Die bilateralen Vertragsmöglichkeiten im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung werden hier zur Vereinfachung außen vor gelassen]. Je nach tatsächlicher Standortqualität wird dieser Bezugszeitraum projektspezifisch nach den Regelungen des EEG 2014 (Referenzertragsmodell) verlängert. Eine Einstufung erfolgt nach fünf Betriebsjahren aufbauend auf Betriebsdaten. Im Anschluss fällt für den restlichen EEG-Bezugszeitraum (max. 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr) die Vergütung auf den Grundwert (derzeit 4,95 ct/kWh).

Das Eckpunktepapier zum EEG 2016 sieht nur eine Vergütungsstufe vor. Zur Vergleichbarkeit der Angebote erfolgt die Angebotsabgabe für alle Bieter für den 100-Prozent-Referenzstandort. Anhand dieser Gebotspreise (ct/kWh) erfolgt die Auswahl der günstigsten Bieter. Um auch windschwächeren Standorten einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewähren, erfolgt durch Korrekturfaktoren eine Anpassung der Vergütungssätze je nach Standortqualität. Die Abbildung 2 zeigt den aktuellen Vorschlag des BMWi. So würde beispielsweise bei einem 70-Prozent-Standort ein Zuschlagspreis von 6,8 ct/kWh mit einem Faktor von 1,29 auf eine Vergütung von 8,77 ct/kWh korrigiert werden.

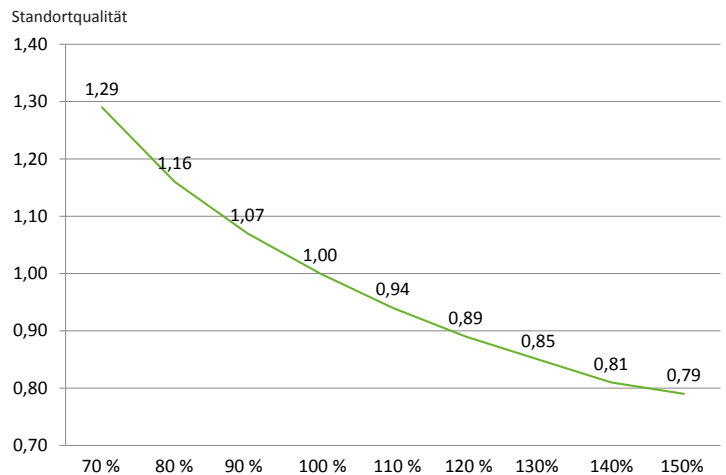


Abbildung 2: Korrekturfaktoren zur Anpassung der Vergütung<sup>2</sup>

Der projektspezifische Vergütungssatz ist vor Inbetriebnahme durch ein Gutachten zu bestimmen und wird anschließend nach fünf, zehn und 15 Jahren jeweils überprüft. Wie diese Überprüfung ablaufen soll und welche Auswirkungen dies auf die Wirtschaftlichkeit eines Windprojektes haben kann, ist noch offen.

Preislich wird die Auktion am Anfang durch einen Höchstwert von 7,0 ct/kWh für den 100-Prozent-Standort gedeckelt werden. Dieser „Deckel“ soll einer jährlichen Degression von 1,0 Prozent unterliegen. Die Bundesnetzagentur kann jedoch den Höchstwert in einem gewissen Rahmen situativ anpassen.

### Übergangsregelungen des EEG 2014 für die Jahre 2016 bis 2018

In Übereinstimmung zu den Regelungen des EEG 2014 sieht das Eckpunktepapier zum EEG 2016 Übergangsregelungen für bereits begonnene Projekte vor, um den mehrjährigen Projektentwicklungszeiträumen bei Windenergieprojekten Rechnung zu tragen. Für die Windenergie an Land gelten für bereits begonnene Projekte weiterhin die Vergütungsregelungen des EEG 2014 (System der geförderten Direktvermarktung), wenn sie

1. bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt sind und
2. bis Ende 2018 nach den Vorschriften des EEG in Betrieb genommen werden.

Projektentwickler, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen wollen, sind daher gut beraten den Stichtag des 31. Dezember 2016 bei der Entwicklung ihrer Windprojekte im Auge zu behalten.

<sup>2</sup> BMWi - Eckpunktepapier EEG 2016 (Stand: 8. Dezember 2015).





Vor diesem Hintergrund ist zu beachten, dass in Abhängigkeit von Anzahl, Größe und den spezifischen Auswirkungen der jeweiligen Windenergieanlagen diese im Wege eines sog. einfachen oder förmlichen Verfahrens nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigt werden.

Ist ein vereinfachtes Verfahren nach dem BImSchG einschlägig, muss die Genehmigungsbehörde innerhalb von 3 Monaten entscheiden. Im Falle eines förmlichen Verfahrens beträgt die Frist 7 Monate, wobei die Genehmigungsbehörde in Ausnahmefällen die Frist verlängern kann. Im Rahmen der Projektentwicklung empfehlen wir jedenfalls eine frühzeitige Kontaktaufnahme zur Genehmigungsbehörde, um z.B. eine Antragskonferenz zu ermöglichen. So können frühzeitig Anforderungen an die Genehmigungsunterlagen geklärt werden und es kann wertvolle Zeit gespart werden.

Nicht empfehlenswert ist hingegen ein unvollständiger Antrag mit dem Hinweis, dass noch Unterlagen nachgereicht werden, da insoweit damit gerechnet werden muss, dass die Behörde den Antrag bis zur Vervollständigung zurückweist. Eine sorgfältige Zusammenstellung der Unterlagen ist ein entscheidendes Kriterium, um die gewünschte Genehmigung zeitnah zu erhalten.

Bei der Vorbereitung der Unterlagen empfiehlt es sich, systematisch vorzugehen und Synergieeffekte zu wecken. Ein zu spät erkannter Faktor, wie etwa eine erforderliche Umweltverträglichkeitsprüfung (führt zwingend zu einem förmlichen Verfahren nach BImSchG und damit zu einer längeren Verfahrensdauer), kann dabei zu dem unerwünschten Ergebnis führen, dass eine Genehmigung bis zum 31. Dezember 2016 nicht erreicht werden kann.

### Zeitplan bis zur ersten Ausschreibungsrunde

In den kommenden Wochen werden die bisherigen bekannten Eckpunkte in einem Gesetzesentwurf münden. Im Januar 2016 läuft dazu aktuell die Anhörung der Länder und Verbände. Der Kabinettsbeschluss soll im Februar/März 2016 erfolgen, sodass im Sommer das EEG 2016 im Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden kann. Die ersten Ausschreibungsrunden sind für Mai 2017 vorgesehen.

Interessant wird auch sein, wie die jährliche Ausschreibungsmenge für Windenergie an Land (MW) festgelegt wird. Bisher ist nur rudimentär eine Formel aufgezeigt worden, mit welcher die Einhaltung des Ausbaukorridors erreicht werden soll. Die Ausschreibungsmenge bestimmt sich grundsätzlich in Abhängigkeit von der EE-Zielmenge (MWh) abzüglich der Strommengen aus EE-Bestandsanlagen sowie EE-Neuanlagen (ohne Windenergie an Land). Anvisiert werden zu Beginn ca. 2.900 MW (brutto); eine Mindestmenge von 2.000 MW p.a. (brutto) soll in keinem Jahr unterschritten werden. Man darf gespannt sein, wie die konkrete Formel zur Ausschreibungsmenge gestaltet wird und welche weiteren Regelungen noch in den Gesetzesentwurf Einzug finden.

### Kontakt für weitere Informationen:



#### Lukas Kostrach

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (911) 91 93 - 35 72

E-Mail: [lukas.kostrach@roedl.com](mailto:lukas.kostrach@roedl.com)



#### Marc Schwientek

Diplom-Wirtschaftsingenieur

Tel.: +49 (911) 91 93 - 35 76

E-Mail: [marc.schwientek@roedl.com](mailto:marc.schwientek@roedl.com)



## > Startschuss 2016 – Nächste Ausbaustufe für Windenergie in Litauen

Neue Ausschreibungen für Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen

Von Tobias Kohler

Die Ausschreibungen von Onshore-Windenergieprojekten in Litauen haben bereits im Jahr 2015 die maximal geförderte Gesamtleistung von 500 MW erreicht – wovon mehr als die Hälfte bereits in Betrieb ist. Entwicklerverbände fordern daher bereits seit Längerem, die geplanten Kapazitäten für die geförderte Onshore-Windenergieproduktion zu erhöhen. Bisher fehlte hierzu jedoch der politische Wille. Nun scheint man diesem Druck nachzugeben und auch die Diskussion um die Offshore-Windenergie feiert ein Comeback.

Lithuanian government support for onshore wind parks was capped at 500 MW in 2015. That threshold has already been reached, and more than half of the qualified projects are online at this point in time. Developers have been lobbying in favor of an expansion of planned onshore wind power generation capacity support for quite a while. But, political will was lacking. The administration now appears to yield to the pressure, and onshore wind is celebrating its comeback in public debate.

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien ist nicht mehr nur altruistisch oder eine grüne Alternative. Gemessen an den Stromgestehungskosten ist Windenergie in Europa seit 2014 die günstigste Energiequelle. Als Folge davon ist der weitere Ausbau der Windenergie auch in Litauen unvermeidlich. Die Windenergie hatte hier im Jahr 2014 bereits einen Anteil von 15,6 Prozent an der Gesamterzeugung. Im ersten Halbjahr 2015 konnte dieser Wert sogar noch auf 19,9 Prozent gesteigert werden.

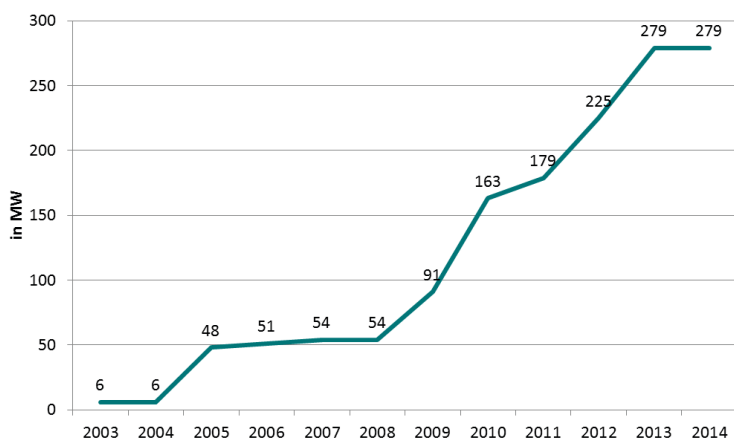


Abbildung 1: Installierte Windkapazitäten in Litauen

Bereits im September 2015 hatte der litauische Energieminister Rokas Masiulis einen Ausbau der litauischen Onshore-Windenergiekapazitäten in Aussicht gestellt. Er betonte dabei die hohe Priorität, welche die Erschließung erneuerbarer Energieressourcen inzwischen überall auf der Welt besitze. Auch in Litauen dürfe man sich dem nicht verschließen. Abhängig machte er den weiteren Ausbau der EE-Kapazitäten jedoch von der Möglichkeit, Investitionen durch Mittel aus den EU-Strukturfonds zu unterstützen. Ziel dessen sei es laut Masiulis, die Rahmenbedingungen für Windenergieerzeuger zu vereinfachen und dabei gleichzeitig die Preise für Verbraucher stabil zu halten.

Nach Erhalt der EU-Unterstützung für Investitionen sollten Windkraftwerksbetreiber ihre Energie jedoch weitestgehend unter Marktbedingungen erzeugen und vertreiben. Bisher wird Betreibern ein weiches Kissen von Einspeisetarifen zur Verfügung gestellt, die über 12 Jahre garantiert werden. Die Kosten hierfür werden auf die Verbraucher umgelegt. Im Jahr 2015 betragen diese rund 63,7 Mio. Euro.

Vorerst scheinen die Pläne für eine Energieproduktion zu Marktbedingungen allerdings vom Tisch. Zwar herrscht noch Unklarheit darüber, wie hoch die Einspeisetarife für zukünftig geförderte Onshore-Windenergie tatsächlich ausfallen werden, sicher scheint indes, dass man wohl am bisherigen Versteigerungsmodell und festen Einspeisevergütungen festhalten wolle.



## Wie funktioniert das litauische Versteigerungsmodell?

Für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW und für alle Genehmigungen, die nach dem 1. Februar 2013 erteilt wurden, werden Einspeisetarife und Förderung für eine beschränkte Menge an Strom aus Erneuerbaren Energien versteigert. Diese Versteigerungen werden organisiert und durchgeführt durch die Nationale Kommission für Preis- und Energiekontrolle. Für jede Gruppe von Produzenten wird dabei ein separates Versteigerungsverfahren durchgeführt. Die Kommission legt zunächst einen bestimmten Preis fest. Der Bieter muss daraufhin seine Marge (market-plus margin) anbieten. Im Anschluss erhält der die niedrigste Marge offerierende Bieter den Zuschlag. Der festgesetzte Einspeisetarif gilt über einen Zeitraum von 12 Jahren. Ziel ist es dabei, einen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Technologien der Erzeuger zu schaffen, was eine höhere Effizienz zur Folge haben soll.

Hauptvorteil an diesem Modell ist, dass für den Projektentwickler durch die festen Einspeisetarife über 12 Jahre eine planbare Rendite erzeugt wird, was die Investitionsfreudigkeit fördern soll. Problematisch ist indes, dass über die ausgeschriebenen Kapazitäten hinaus keinerlei Investitionsanreize geschaffen werden. In der Folge kam es absehbar zu einer langen Phase der Stagnation ohne nennenswerte Investitionen in neue Windenergieprojekte (mit Ausnahme bereits geplanter oder im Bau befindlicher Objekte) sowie kaum Bewegung im Markt.

Nun erhält der litauische Erneuerbare-Energien-Sektor offenbar endlich die erhofften neuen Impulse. Zwei große Reformen werden aktuell von den Ministerien für Energie und Umwelt gemeinsam auf den Weg gebracht.

## Was ist konkret geplant?

Die Regierung hat einen Entwurf des Energieentwicklungsprogramms für Erneuerbare Energien für 2016 bis 2020 vorgestellt. Großes Augenmerk liegt dabei auf der Förderung von Investitionen in Windenergieprojekte. Erstmals rückt dabei neben der Onshore-Windenergie auch die Offshore-Windenergie in den Fokus der litauischen Energiepolitik. Im Konkreten beinhalten die Pläne:

1. Der Entwurf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für die Jahre 2016 bis 2020 sieht vor, die Kapazität der staatlich geförderten Onshore-Windenergieproduktion von bisher 500 MW auf 750 MW zu erweitern. Käme es tatsächlich zu einer Verabschiedung, würde dies Ausschreibungsverfahren von zusätzlichen Windenergiekapazitäten in einem Umfang von 250 MW nach sich ziehen. Auch wenn das Dokument bisher lediglich als Entwurf vorliegt, besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass es schon bald verabschiedet wird.

2. Das Energieministerium arbeitet derzeit zudem an Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, welche erstmals eine eindeutige Rechtsgrundlage für den geförderten Bau von Offshore-Windkraftanlagen schaffen sollen. Zwar wird der Sektor auf der einen Seite zukünftig wohl verstärkt politischem Einfluss ausgesetzt, da das Entscheidungsrecht der Regierung zufallen soll, auf der anderen Seite würde damit endlich die lang ersehnte Klarheit über zuständige Stellen sowie einschlägige Verfahren geschaffen.

Mit den Plänen schleift die Regierung ein zweiseitiges Schwert. Einerseits verhilft der rasche Ausbau der Windenergie der Autarkie des Landes von ausländischen Energiequellen und gewährleistet eine angestrebte „baltische Energiewende“, andererseits beinhaltet das bisherige von der Allgemeinheit finanzierte System des Ausbaus der Erneuerbaren Energien nicht unerhebliche Kostenanstrengungen.

Ausgeschrieben werden dabei nicht einmalig 250 MW, sondern vorrangig kleinere, dezentrale Anlagen, abhängig vom Bedarf der verschiedenen Regionen in Litauen. Der Bedarf ergibt sich aus unterschiedlichen Standortbedingungen, wie der relativen Nähe zur Küste, der Nähe zu den größeren Städten sowie der Kapazität und Struktur der litauischen Übertragungsnetze. Insbesondere Letzteres schränkt den Gesetzgeber in seinen Planungen zum regulatorischen Rahmen ein. So besteht bereits heute in Teilen eine Überkapazität der Erzeugung, welcher die Übertragungs- und Verteilungsnetze stellenweise nicht gewachsen sind.



Abbildung 2: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Litauen



## Wo liegen die Chancen für Investoren?

Die Ausschreibung der neuen Kapazitäten schafft Möglichkeiten sowohl für Erzeuger als auch für Bauunternehmen, hieran zu partizipieren. Es bieten sich dabei als Organisationsform Joint-Ventures an, die im Verbund Planung und Bau der Anlage sowie in der Folge Erzeugung und Vertrieb übernehmen.

Zwar scheint der Kuchen potenziell geeigneter Grundstücke bereits unter lokalen Unternehmen aufgeteilt und der Bau kleinerer Anlagen für ausländische Investoren auf den ersten Blick zu aufwendig und wenig lukrativ, doch ergibt sich hier vor allem auf den zweiten Blick eine weitere Möglichkeit für den ausländischen Investor, tätig zu werden. Aus unserer Erfahrung heraus schätzen wir, dass sich der Markt durch die Ausschreibungen der weiteren Kapazitäten für gewisse Zeit in Bewegung setzen und ein regelrechter „Run“ auf diese stattfinden wird. Für ausländische Investoren bestehen vor allem im Anschluss Investitionspotenziale über den sog. Zweitmarkt.

Dieser entsteht dadurch, dass sich Projektentwickler staatlich garantierte Einspeisetarife für ihre Projekte sichern. Aus verschiedenen Gründen entschließt sich der Entwickler im Anschluss jedoch, sein Projekt zu veräußern. Gründe hierfür können sein:

- > Der Projektentwickler muss Insolvenz anmelden oder benötigt aus anderen Gründen liquide Mittel
- > Der Projektentwickler kann den Bau oder Betrieb des Projektes nicht fortsetzen
- > Das Projekt war von Beginn an zur Veräußerung am Zweitmarkt bestimmt



Abbildung 3: Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze in Litauen

Durch den Erwerb mehrerer solcher Projekte am Zweitmarkt besteht so für Investoren die Möglichkeit, ihr Erzeugerportfolio zu diversifizieren und Risiken, die beispielsweise mit dem Bau der Anlage in Verbindung stehen, zu minimieren. Ein solcher Erwerb findet in der Regel über einen Share-Deal statt, bei welchem der Verkauf des Projekts mithilfe einer Anteilsübertragung auf eine Zielgesellschaft des Investors abgewickelt wird. Mit Übertragung des Projekts findet hier auch eine Übertragung des bereits garantierten Einspeisetarifs statt. Durch Erhalt des Einspeisetarifs inklusive des Erwerbs des Projektes in fortgeschrittenem oder bereits abgeschlossenem Baustadium sichert sich der Investor eine planbare Rendite über bis zu 12 Jahre bei gleichzeitig geringen Risiken.

## Welche Rolle spielt die Offshore-Windenergie in Litauen?

Bisher war eine gezielte Förderung der Offshore-Windenergie in Litauen ein heiß diskutiertes Thema, das jedoch häufig schnell wieder aus der Tagesdebatte verschwand. Dies könnte sich nun erstmals nachhaltig ändern, da auch die Frage der Offshore-Windenergie durch eine Änderung des EEG angegangen werden soll.

Potenziale sind durchaus vorhanden. Eine Küstenlänge entlang der Ostsee von 90 km und durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zwischen 5 und 6 m/s in Küstennähe (in etwa deutsches Niveau) bieten nun offenbar ausreichend Anknüpfungspunkte für vertiefte Planungen. Ein Hauptargument der Befürworter dürfte allerdings die 2015 fertiggestellte Offshore-Netzverbindung zwischen Litauen und Schweden (NordBalt) mit einer Kapazität von 700 MW sein. So bietet NordBalt nun eine Möglichkeit Über- und Unterlasten im Netz entgegen zu wirken, die durch die fluktuierende Einspeisung der Offshore-Windkraftwerke drohen würden. Dies würde wesentlich die litauische Netzstruktur entlasten.



Geplant ist, eine feste Rechtsgrundlage zu schaffen, die erstmals konkrete Ziele, Voraussetzungen sowie Fördermechanismen für die Offshore-Windenergie in Litauen bereitstellen soll.

Die Bedeutung des Projekts kann man daran ermessen, dass das Entscheidungsrecht direkt der Regierung zufallen soll. Wie ein detaillierter regulatorischer Rahmen für die Offshore-Windenergie aussehen soll, ist derzeit allerdings noch schwer prognostizierbar. Potenzielle Investoren sollten die Thematik jedoch im Blick behalten, da hier Ausschreibungen größeren Umfangs zu erwarten sind.

Insgesamt versprechen die geplanten Änderungen neuen Aufschwung für den litauischen Erneuerbare-Energien-Sektor, was sowohl für Bauunternehmen als auch Erzeuger attraktive Chancen für Investitionen bietet. Zögern Sie daher nicht, uns zu kontaktieren, sollten Sie weitere Informationen und Updates zur Situation wünschen.

**Kontakt für weitere Informationen:**



**Tobias Kohler**

Rechtsanwalt

Tel.: +370 (5) 212 35 – 90

E-Mail: [tobias.kohler@roedl.pro](mailto:tobias.kohler@roedl.pro)





## > Kenia – „Shining Bright“

Aktuelle Entwicklungen auf Kenias Solar Markt

Von Sebastian Wichmann

Die neuesten Marktentwicklungen und das Interesse an verschiedenen Technologien, gepaart mit zukunftsorientierten Initiativen, sowohl im privaten als auch öffentlichen Sektor, machen Kenia zu einem attraktiven Ziel für Akteure in der Erneuerbare-Energien-Branche. Im Folgenden die wichtigsten Entwicklungen auf dem Solar Markt:

The recent market developments and interest in different technologies, coupled with forward thinking initiatives in both the private and public sector continue to make Kenya an attractive destination for actors in the renewable energy sector. Hereinafter the most important developments on the solar market:

Der erste Energie-Investmentfond von Cross Boundary gewann einen Gesamtbetrag von 8 Mio. USD. Nach Fremdkapitalaufnahme sollte es Cross Boundary möglich sein, Investitionen von insgesamt 25 Mio. USD zu machen. Der Fond plant, sich an insgesamt 10 bis 15 verschiedenen Projekten mit jeweils 1 bis 2 Mio. USD zu beteiligen. Cross Boundary ist bereits durch die Installierung einer 1 MW Solaranlage auf dem Dach der Garden City Mall, zur Zeit eines der größten Einkaufszentren in Nairobi, bekannt. Cross Boundary beweist damit das Potenzial, Strom direkt an große Infrastrukturprojekte und industrielle Abnehmer zu liefern.

Tropical Power ist ein weiteres Unternehmen, das das Potenzial erkannt hat, Erneuerbare Energielösungen an industrielle Stromabnehmer zu verkaufen. 2015 hat Tropical Power seine 3 MW Gorge Power Plant, eine Biogasanlage, die von dem deutschen Bauunternehmer Snow Leopard konzipiert und implementiert wurde, in Betrieb genommen. Gorge Power Plant deckt den gesamten Strombedarf von VegPro, einem kenianischen Gemüseanbau-Unternehmen, ab. Überschüssiger Strom wird in das nationale Stromnetz eingespeist.

Neben den netzabhängigen Anlagen steigt auch das Investoreninteresse an netzunabhängigen Projekten. Das kenianische Unternehmen M-Kopa Solar, das sich auf den Mietverkauf kleiner Haushaltssolaranlagen spezialisiert hat, hat Anfang Dezember weitere 19 Mio. USD, von unter anderem Generation Capital und Richard Branson, angezogen. Doch nicht nur M-Kopa hat sich auf diesen Marktbereich spezialisiert, sondern auch andere Unternehmen wie das deutsche Unternehmen Mobisol, das momentan in Tansania so wie Ruanda aktiv ist. Auch das kalifornische Unternehmen Powerhive plant in Zukunft 20.000 Kenianern den Zugriff auf Mini-Grid Stromanlagen zu ermöglichen.

Unser Büro in Nairobi wurde Ende 2014 eröffnet, um die steigende Nachfrage von professionellen Dienstleistungen direkt vor Ort bedienen zu können. Mit unserem hoch qualifizierten und gut vernetzten Team können wir nun auch Unternehmer in der ostafrikanischen Region unterstützen.

### Kontakt für weitere Informationen:



#### Sebastian Wichmann

Branch Manager (Nairobi)

Tel.: +254 (732) 18 86 36

E-Mail: [sebastian.wichmann@roedl.pro](mailto:sebastian.wichmann@roedl.pro)



## Rödl & Partner intern



# E-world energy & water

**16. bis 18. Februar 2016 in Essen**

Die Europäische Leitmesse der Energiewirtschaft – die **E-world energy & water** – bietet vom **16. bis 18. Februar 2016** an drei Tagen erneut Fachbesuchern zahlreiche Möglichkeiten, um mit Stadtwerken, Energieversorgungsunternehmen, Kommunen und Dienstleistern in den Dialog zu treten. Nutzen Sie die Gelegenheit, um sich einen Überblick zu schaffen und informieren Sie sich über aktuelle Themen und Entwicklungen. Besuchen Sie uns an unserem eigenen Messestand in **Halle 3 – Stand 3-265**.

Parallel finden im Rahmen des E-world Kongresses als Kompetenzforum der Europäischen Energiewirtschaft verschiedene Workshops und Konferenzen zu aktuellen Fragestellungen statt. Rödl & Partner veranstaltet am 17. Februar 2016 nachmittags einen **Workshop** zum Thema **„Stadtwerke, Geschäftsfelderweiterungen und Zusammenarbeit mit Kommunen – Erfahrungsberichte aus Netzübernahmen, Ausbau von Energievertrieben sowie Einstieg in Erneuerbare und Energiedienstleistungen“**, zu dem wir Sie recht herzlich einladen. Das Programm sowie die Möglichkeit zur Anmeldung finden Sie unter [www.e-world-essen.com/kongress](http://www.e-world-essen.com/kongress).

**Kontakt für weitere Informationen:**



**Peggy Kretschmer**

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 02

E-Mail: [peggy.kretschmer@roedl.com](mailto:peggy.kretschmer@roedl.com)

## Veranstaltungsreihe: Stromhandel in Italien

Die jüngsten Marktentwicklungen in Italien stellen die Betreiber von EE-Anlagen vor neue Herausforderungen und zwingen dazu, die wirtschaftlich beste Vermarktungsmöglichkeit für EE-Strom zu finden. Je nach Anlagengröße und Art bieten sich hierfür verschiedene Möglichkeiten und eine Vielzahl von potenziellen Abnehmern. Vor dem Wechsel müssen jedoch diverse Faktoren abgewogen werden, wozu ein Überblick über den italienischen Strommarkt für Erneuerbare unabdingbar ist.

**Diese Themen erwarten Sie:**

- > Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen des Energiehandels Strom in Italien und praktische Fragen
- > Besonderheiten des Handels mit Strom aus Erneuerbaren Energien und deren Auswirkungen auf die Investition (inkl. Wirtschaftlichkeitsanalyse)
- > Wechsel des Stromabnehmers und Auswirkungen auf die Projektfinanzierung
- > Beispielfälle aus der Praxis der Energy.dis

Weitere Informationen finden Sie unter [www.roedl.de/seminare](http://www.roedl.de/seminare).  
Anmeldungen richten Sie bitte an: [barbara.pavin@roedl.it](mailto:barbara.pavin@roedl.it)

**Termine:**

**Rödl & Partner Eschborn**

22. Februar 2016

14:00 – 19:00 Uhr

**Rödl & Partner Hamburg**

24. Februar 2016

11:00 – 16:00 Uhr

**Rödl & Partner München**

26. Februar 2016

11:00 – 16:00 Uhr

**Kontakt für weitere Informationen:**



**Svenja Bartels**

Rechtsanwältin

Tel.: +39 (049) 8046911

E-Mail: [svenja.bartels@roedl.it](mailto:svenja.bartels@roedl.it)



Besuchen Sie uns auf [www.roedl.de/ee](http://www.roedl.de/ee).

### Potenziale erkennen

„Manchmal erkennt man die Qualität von etwas erst, wenn man sein Auge dafür bewusst öffnet. Potenziale zu erkennen, ist eine unserer Kernkompetenzen.“

Rödl & Partner

„Erfahrene ‚Casteller‘ erkennen ziemlich bald, ob es sich lohnt, die Idee für eine neue Formation weiter zu verfolgen.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

### Impressum E|nEws

Herausgeber: **Rödl & Partner GbR**  
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg  
Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 04 | [erneuerbare-energien@roedl.com](mailto:erneuerbare-energien@roedl.com)

Verantwortlich  
für den Inhalt: **Martin Wambach** – [martin.wambach@roedl.com](mailto:martin.wambach@roedl.com)  
Krankenhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln  
**Anton Berger** – [anton.berger@roedl.com](mailto:anton.berger@roedl.com)  
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz: **Helene Gretz** – [helene.gretz@roedl.com](mailto:helene.gretz@roedl.com)  
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.