

Potenziale erkennen

E|nEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Oktober 2015 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt: Ausschreibung

- > Windenergie an Land – Ausschreibungsverfahren 2
- > Die erste Ausschreibung für Erneuerbare Energien in Polen 6

Aus aller Welt

- > Strukturierte Marktanalyse als Basis zukünftiger Expansionen 10
- > Kleinanlegerschutzgesetz in Kraft getreten 14
- > Das Potenzial des italienischen Energieeffizienzmarktes 17
- > Clean Energy in Asiens Green City 19
- > Chile öffnet neue Wege für den Photovoltaik-Markt 21

Rödl & Partner intern

- > Themenspecial: Erneuerbare Energien im Fokus: Förderung, Finanzierung und Potenziale in ausgewählten Wachstumsmärkten 22
- > 5. Branchentreffen Erneuerbare Energien 23

Liebe Leserin, lieber Leser,

über ein Jahr ist vergangen, seit das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland novelliert wurde. Eines der wesentlichen Argumente für die Novellierung war die scheinbar nicht aufzuhaltende Kostenexplosion, verursacht durch die Erneuerbaren Energien und die damit verbundene EEG-Umlage. Nachdem die EEG-Umlage im Oktober letzten Jahres dann tatsächlich von 6,24 €ct./kWh auf 6,17 €ct./kWh gesenkt wurde, war das selbstverständlich auch auf das novellierte EEG zurückzuführen. Bundesminister Sigmar Gabriel ließ verkünden, „dass wir beim EEG die Kostendynamik der vergangenen Jahre erfolgreich durchbrochen haben.“

Dies mag angesichts der nun bestätigten Erhöhung der EEG-Umlage auf 6,354 €ct./kWh (bisheriger Höchstwert) erstmal für Verwirrung sorgen. Doch einer der Gründe, die für den Anstieg sorgen, sind die im nächsten Jahr prognostizierten Börsenerlöse der Erneuerbaren Energien, die mit den Kosten der Förderung verrechnet werden. Diese sollen laut Prognose der Übertragungsnetzbetreiber um 14 Prozent sinken. Abhilfe hätte hier wohl der zwischenzeitlich angedachte Braunkohleausstieg gebracht. Doch nach reichlich Druck aus der Industrie und den entsprechenden Verbänden war ein „Zurückrudern“ unausweichlich. Ob die geplante Einführung der Ausschreibungen der Weisheit letzter Schluss ist, wird sich erst noch zeigen müssen.

Nicht nur, aber auch aufgrund der unklaren Zukunft der Erneuerbaren in Deutschland lohnt sich der stetige Blick ins Ausland. Die erst kürzlich von der IEA veröffentlichten Prognosen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien weltweit versprechen ein riesiges Potenzial über Jahrzehnte hinweg. Eine Auswahl aktueller Märkte sowie Informationen, wie Sie bei dem Schritt ins Ausland bzw. der Expansion im Ausland vorgehen können, finden Sie in dieser Ausgabe unserer E|nEws und selbstverständlich auch beim „5. Branchentreffen Erneuerbare Energien“ am 10. November 2015 in unserem Stammhaus in Nürnberg.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt: Ausschreibung

> Windenergie an Land – Ausschreibungsverfahren:

Internationale Beispiele, das Eckpunktepapier des BMWi und mögliche Herausforderungen

Von Kai Imolauer und Marc Schwientek

Während in den 90er-Jahre nur wenige Länder Ausschreibungsverfahren zur Vergabe von Konzessionen für die Errichtung und den Betrieb von Windkraftanlagen verwendeten, sind es inzwischen über 30 an der Zahl. Auch die deutsche Bundesregierung hat nach der Einführung des EEG 2014 angekündigt, dass es nach den Pilotverfahren für Photovoltaik ab Ende 2016/Anfang 2017 Ausschreibungen von Förderberechtigungen für EE-Anlagen in Deutschland geben wird. Damit reagierte die Regierung auf die neuen europäischen Beihilferichtlinien, welche das EU-Parlament im Jahr 2014 verabschiedete. Die Ziele sind dabei die bessere Planbarkeit des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, mehr Wettbewerb zwischen den Anlagenbetreibern und damit sinkende Kosten des EEGs sowie eine weiterhin hohe Akteursvielfalt.

Whereas in the 1990s only a few countries used bidding procedures to award concessions for the installation and operation of wind turbines, this number has in the meantime increased to more than 30. Likewise, after the implementation of the EEG 2014 (German Renewable Energies Law 2014), the German federal government announced that bidding procedures for awarding rights to receive incentives for RE facilities will be conducted in Germany from late 2016/early 2017, after completion of the pilot processes for photovoltaic systems. This was the German government's response to the new European state aid directives passed into law by the European Parliament in 2014. The goal is to make it possible to better plan the further development of renewable energies, increase the competition among plant operators and, thus, reduce the EEG costs, and to further maintain a great diversity of market players.

Das Prinzip der Ausschreibung ist nicht neu, wie an den folgenden ausgewählten Ländern ersichtlich.

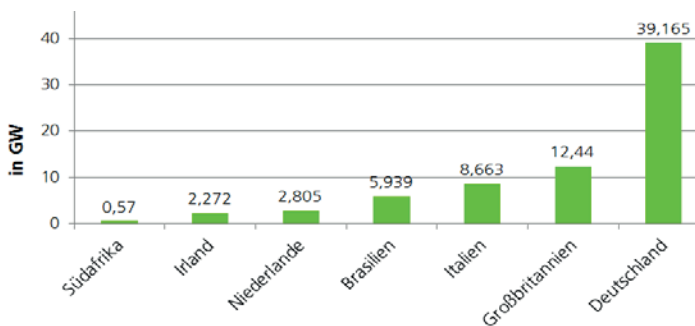


Abbildung 1: Installierte Windkapazitäten 2014¹

In **Großbritannien** fand von 1990 bis 1998 in fünf Runden eine Ausschreibung über insgesamt knapp 1.000 MW an Windleistung statt. Es wurde eine fixe Marktprämie (in €/kWh) versteigert, die die Kostendifferenz zwischen Stromgroßhandelspreis und Stromgestehungskosten ausgleichen sollte. Zu Beginn schien das Instrument ideal geeignet zu sein, da sich nach der ersten Runde eine Realisierungsquote, also das Verhältnis von umgesetzten zu ausgeschriebenen Kapazitäten, von 95 Prozent einstellte. Die weiteren Runden waren jedoch weniger erfolgreich, was bereits in der zweiten Runde in einer Realisierungsquote von nur noch 64 Prozent resultierte. Dies lag u. a. daran, dass einige Projekte an landschaftlich bedeutenden Stellen keine Genehmigung erhielten.

Die gleiche Problematik trat sich mit der Einführung des Ausschreibungsverfahrens 1995 in **Irland** auf. Auktioniert wurde auch hier ein Arbeitspreis (€/MWh), der jedoch die komplette Einnahmequelle darstellt. Regelmäßige Veränderungen des Programms sollten die zunehmende Nichtrealisation verhindern. Trotzdem wurde bis 2005 nur ein Drittel der kontrahierten Leistung umgesetzt.

Italien als viertgrößter Windenergieerzeuger in Europa verabschiedete im März 2011 ein Gesetz, welches die zukünftige Vergabe von Windenergieprojekten über Ausschreibungen regeln soll. Gleichzeitig dient die Ausschreibung auch dazu, den Ausbau von Windenergie zu drosseln. Seitdem werden pro jährlicher Runde nur noch etwa 500 MW ausgeschrieben. Verglichen mit dem durchschnittlichen jährlichen Ausbau von 1.090 MW während der letzten fünf Jahre vor dem Ausschreibungsverfahren bedeutet das eine Minderung um mehr als 50 Prozent. Obwohl das Verfahren 2013 startete, wurden bisher nur wenige Projekte aus den Ausschreibungen umgesetzt. Aufgrund der weiter bestehenden Kauttionen ist jedoch davon auszugehen, dass die meisten der Projekte noch realisiert werden.

Damit die **Niederlande** ihr Ziel, bis 2020 16 Prozent des Endenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen, erreichen, sollen noch mindestens 12 GW an Erneuerbare-Energien-Anlagen errichtet werden. Dabei setzen die Niederlande auf ein Budget, das für alle EE zusammen die Obergrenze der Förderungen bildet. Damit stehen die EE-Technologien in direkter gegenseitiger Konkurrenz. Ähnlich wie in Großbritannien ist eine

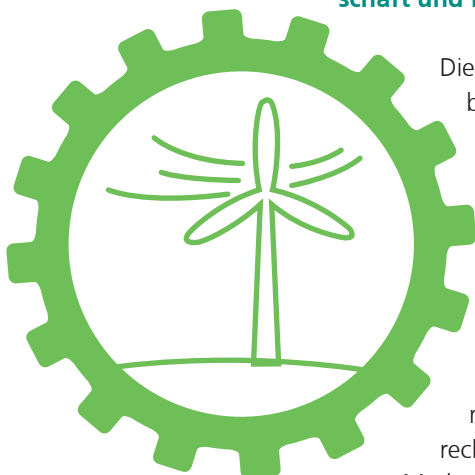


fixe Marktprämie (in €/MWh) Gegenstand der Auktion. Die Förderung erfolgt über mehrere Runden, wobei die Förderhöhe in jeder Phase ansteigt. Es gilt das „First come, first served“-Prinzip, sodass Antragsteller, die eine Förderung erst im Rahmen einer späteren Förderrunde beantragen, Gefahr laufen, wegen eines ausgeschöpften Budgets abgewiesen zu werden. Mit einer Differenzierung der Windstandorte zwischen offshore, Binnenmeeren und onshore, und einer Tarifanpassung der Onshore-Windanlagen mit verschiedenen Volllaststunden fanden erste Neuerungen am Programm statt.

Seit 2009 setzt **Brasilien** auf das Instrument der Ausschreibungen, um das Potenzial von 143 GW Windenergie auszunutzen. Um die Realisierung zu garantieren, sind Kauttionen zu hinterlegen sowie technische und regulatorische Bedingungen zu erfüllen. Besonders interessant ist der Aspekt, dass 2009 zu Beginn des Ausschreibungsverfahrens die Auktionsstrompreise von knapp 150 R\$/MWh auf 90 R\$/MWh (2012) gefallen sind, was zur Folge hatte, dass Projekte nicht realisiert wurden. In den letzten beiden Jahren fand jedoch wieder ein Preisanstieg auf etwa 130 R\$/MWh statt.

Der wachsende Bedarf an Energie in **Südafrika** führte 2007 und 2008 zu Krisen in der Energieversorgung. Als Möglichkeit, diesen wachsenden Bedarf zu decken, stehen Erneuerbare Energien immer mehr im Fokus der Überlegungen. Die Bieter müssen zwei Phasen durchlaufen, bevor sie an der Ausschreibung teilnehmen dürfen: In der Qualifikationsphase müssen sie vor allem materielle Qualifikationen nachweisen, zum Beispiel Garantien für die kommerzielle Tragfähigkeit und die fristgerechte Umsetzung des Projekts. In der Evaluationsphase erfolgt eine Bewertung der qualifizierten Bieter: zu 70 Prozent nach ihrem Gebot und zu 30 Prozent nach anderen Kriterien. Zudem sind auch in der zweiten Phase finanzielle Garantien zu hinterlegen. Der Aufwand für die Teilnahme an der Ausschreibung ist erheblich und schreckte auch schon diverse Projektentwicklungsunternehmen ab.

Das Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Die Idee der Ausschreibung ist, die Förderhöhe (€/MWh) wettbewerblich bestimmen zu lassen. Bieter können für eine von ihnen bestimmte Leistungsgröße einen Förderwert (€/MWh) nennen, der zur Berechnung der gleitenden Marktprämie dient. Dieser

(individuelle) Förderwert entspricht sinngemäß dem bisherigen anzulegenden Wert und baut somit auf der Vergütungssystematik des EEG 2014 auf. Falls die gebotene Menge aller Teilnehmer die Ausschreibungshöhe (MW) übersteigt, bekommen jene Teilnehmer den Zuschlag, die den niedrigsten Förderwert geboten haben. Für die Zuschlagserteilung spielt ausschließlich die Gebotshöhe eine Rolle. Es wird eine verdeckte „Pay-as-bid“-Versteigerung vorgeschlagen, da sie einfach und transparent sowie gegenüber Preisabsprachen weniger anfällig ist. Es ist geplant, bei schwachem Wettbewerb den Preis zusätzlich über einen veröffentlichten Höchstpreis zu deckeln. Drei bis vier Ausschreibungen pro Jahr sind vorgesehen, um lange Wartezeiten zu vermeiden und Flexibilität für die Projektentwickler zu schaffen. Projekte mit einer installierten Leistung unter 1 MW sind vom Ausschreibungsverfahren freigestellt, da die Zahl dieser Anlagen verhältnismäßig gering ist. Deren Förderung soll auch weiterhin über eine Festvergütung erfolgen.

Damit die kontrahierten Mengen auch zuverlässig umgesetzt werden, gelten folgende Teilnahmevoraussetzungen:

- > Im Trade-off zwischen Realisationsquote und Heterogenität der Marktteilnehmer hat sich das BMWi dafür entschieden, hohe materielle Qualifikationen und sehr geringe finanzielle Präqualifikationen zu fordern. Die materielle Qualifikation soll dabei die Genehmigung nach dem Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) sein, da Projekte, für die der Genehmigungsbescheid bereits vorliegt, eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aufweisen.
- > Der Handel mit vergebenen Förderberechtigungen soll nicht erlaubt sein.
- > Mit 30 € pro kW des Projekts soll für eine ausreichende finanzielle Sicherheit gesorgt werden. Dieser Bid-Bond wird nach 24 Monaten als Pönale schrittweise fällig, bis nach 36 Monaten die Förderberechtigung komplett entzogen wird.

Das neue Referenzertragsmodell soll die Idee des bisherigen EEG (2014) fortsetzen, aber noch stärker eine Angleichung der Renditen von schwachen und starken Windstandorten vollziehen, wofür die Referenzertragskurve angepasst werden soll. Die neue Referenzertragskurve (publizierte Annäherung) liegt dabei deutlich unter der bislang durch das EEG 2014 definierten Kurve. Windstarke Standorte sind aufgrund des höheren Windaufkommens und der infolgedessen höheren Umsatzerlöse (bei gleichen Förderwerten zu Beginn) weiterhin als vorteilhaft anzusehen. Nach der Beratung über das Eckpunktepapier, die bis zum 1. Oktober dieses Jahres lief, soll nach deren Auswertung bereits an einem Gesetzesentwurf gearbeitet werden. Die Verabschiedung durch Bundestag und Bundesrat soll dann planmäßig im Sommer 2016 erfolgen.



Kritik am Ausschreibungsverfahren

Mit der Einführung des Ausschreibungsverfahrens hofft die Politik, zukünftig weniger Einfluss auf den Ausbau der EE nehmen zu müssen. Dies ist allein aufgrund des entstehenden Verwaltungsaufwandes aufseiten der BNetzA zu bezweifeln: Die Verfahren sind anzustoßen, zu publizieren, durchzuführen, zu evaluieren und abzuschließen. Das ist mit viel Verwaltungsaufwand verbunden, den bis dato zum Teil vereinfacht die Netzbetreiber und Direktvermarkter erledigt haben.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) ist weiterhin der Ansicht, dass es für die Erreichung der EE-Ausbauziele ratsam ist, „sehr vorsichtig an das Instrument der Ausschreibungen heranzugehen und sich nicht vorschnell von administrativ festgelegten Vergütungshöhen und der hiermit einhergehenden, niedrigen Investitionsrisiken und Transaktionsrisiken zu verabschieden“. Mit Blick auf die untersuchten Ausschreibungsverfahren in verschiedenen Ländern ist es oftmals vonnöten, die Verfahren über die Zeit den verschiedenen Anforderungen und Problemstellungen anzupassen. Hier sieht der BWE die Politik in der Pflicht und hinterfragt dabei die Idee, diese Verantwortung an einen neutralen Markt abzugeben.²

In einer Studie zur Akteursvielfalt bei Ausschreibungsverfahren kommt die Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) zu dem Schluss, dass „die Einführung der verpflichtenden Auktion künftiger Vergütungshöhen [...] für einen Teil der heutigen Akteure eine möglicherweise unüberwindbare Marktzugangsbarriere bedeuten kann“. In diesem Zusammenhang haben vor allem kleine Akteure, Bürgerenergie-Gruppen, kleine Projektierer oder kleine Stadtwerke einen Nachteil, da sie die Kosten, die bei der Projektentwicklung entstehen und durch eine gescheiterte Auktion zu sogenannten „sunk costs“ werden, nicht mit anderen Projekten auffangen. Dies kann dazu führen, dass sich die genannten kleinen Projektierer aus Windprojekten zurückziehen könnten.³

Das Ziel der Kostensenkung ist laut Institut für ZukunftsEnergie-Systeme „(IZES)“ erreichbar, wobei insoweit die Marktsituation entscheidend ist. Dabei zeigt sich, dass „die größten Potenziale in einem solchen Marktumfeld zu erwarten sind, das aus wenigen, großen Akteuren besteht“. Dies hat vor allem mit den Skaleneffekten der EE-Investitionen und der Vermarktung der Stromerzeugung zu tun, so IZES. In dem Zusammenhang weist das Institut gleichzeitig darauf hin, dass mit wenigen Bietern bei einer Ausschreibung die Gefahr des strategischen Bieters bestehe, was die Kostensenkung gefährde.⁴



¹ GWEC: Global Wind Report – Annual Market Update 2014.

² Bundesverband WindEnergie: Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland vom April/Juli 2014.

³ Fachagentur Wind an Land: Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land vom Juli 2015.

⁴ Institut für ZukunftsEnergieSysteme: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung vom 26.06.2014.

⁵ Dow Jones Energy Weekly Nr. 20 vom 15. Mai 2015.



In einem Gastbeitrag in der Energy Weekly des Dow Jones kritisiert Ingrid Spletter-Weiß von der Commerzbank, dass „eine Realisierungsquote von 100 Prozent schwer zu erreichen sei“. Das bestätigt auch die BWE-Studie, die Realisierungsquoten von z. T. unter 50 Prozent aufzeigt. Dabei spielen Pönalen und andere Präqualifikationen eine signifikante Rolle. Der Gastbeitrag erwähnt zudem, dass vor allem das Risiko aufseiten der Projektierer steigt: „Je früher im Planungsprozess geboten wird, desto größer auch das Risiko steigender Projektkosten, etwa durch schwankende Einkaufspreise, Wechselkurse oder neue Technologien“. Wenn diese zusätzlichen Kosten den gebotenen Preis überstiegen, könne das Projekt nicht mehr wirtschaftlich umgesetzt werden und die Realisationsquote sinke, so der Gastbeitrag.⁵

Fazit

Inwiefern sich die Ziele der Bundesregierung also erreichen lassen, bleibt offen. Die Unterschiede zu anderen Ländern lassen eine direkte Vergleichbarkeit und Prognose nur in geringem Umfang zu. Es bleibt deshalb abzuwarten, wie sich die Vergütung und die Akteursvielfalt einstellen. Antworten hierzu wird hoffentlich der Gesetzentwurf zum Ausschreibungsdesign („EEG 2016“) geben. Vor dem Hintergrund, dass das Ausbauziel Deutschlands erreicht werden soll, wird es sicherlich noch zu weiteren Anpassungen der Regierung kommen.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
Tel.: +49 (9 11) 91 93 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



Marc Schwientek

Diplom-Wirtschaftsingenieur
Tel.: +49 (9 11) 91 93 35 76
E-Mail: marc.schwientek@roedl.com



> Die erste Ausschreibung für Erneuerbare Energien in Polen

Referenzpreise

Von Piotr Mrowiec

Polen steuert unaufhaltsam auf die erste Ausschreibung für Erneuerbare Energien zu. Für Investoren, die ihre Projekte nicht bis Ende des Jahres fertigstellen können, d. h. deren entwickelte Anlagen nicht bis Ende 2015 mit der Strom einspeisung beginnen können, bedeutet dies, dass sie an einer Stromauktion teilnehmen müssen, wenn sie für den erzeugten Strom eine feste Einspeisevergütung erhalten möchten. Wie hoch der maximale Preis für die an der Auktion angebotene Strommenge sein kann, bestimmt der sogenannte Referenzpreis, den der Staat für jede Technologie gesondert festlegt. Das Wirtschaftsministerium hat gerade den Entwurf der entsprechenden Verordnung veröffentlicht.

Poland is gaining impetus and soon the country will hold its first bidding round for renewable energy projects. For investors who will not make it to complete their projects till the end of the year, i.e. the power plants they build will not be able to feed electricity into the grid by the end of 2015, this means that they will have to take part in an electricity auction – if they want to receive a fixed rate of feed-in tariffs for the electricity they produce. The ceiling price for energy quotas at auction is determined based on the so-called reference price, i.e. a price that is administratively set for each type of technology. The Ministry of the Economy has recently advertised the relevant regulation bill.

Die Vorbereitungen für die erste Ausschreibungsrunde laufen gerade auf Hochtouren, und zwar nicht nur aufseiten der Projektbetreiber, die ihre Projekte zur baureifen Phase entwickeln müssen, um an der Auktion teilnehmen zu können. Die Energieregulierungsbehörde hat den Gewinner der öffentlichen Ausschreibung genannt, der das entsprechende System für die elektronische Durchführung der Auktion bereitstellen soll. Die erste Ausschreibungsrunde soll gemäß den Vorgaben des Gesetzes über erneuerbare Energiequellen (im Folgenden EEG-PL) bis Ende April 2016 stattfinden. Bei der ersten Ausschreibungsrunde wird es mehrere separate Auktionen geben, wovon insbesondere zwei großes Interesse wecken:

1. die Ausschreibung für den Strom aus neuen „volatilen“ Anlagen (Anlagen mit einer Effizienz, die geringer ist als 4.000 MWh pro 1 MW der installierten Nennleistung im Jahr) mit einer Nennleistung von über 1 MW;
2. die Ausschreibung für den Strom aus neuen „volatilen“ Anlagen mit einer Nennleistung bis 1 MW.

Die Investoren wissen schon seit einigen Monaten, welche Menge an Strom der Staat in der ersten Ausscheidungsrunde einzukaufen bereit ist: Für Anlagen über 1 MW Nennleistung soll eine Energiemenge von 50.449.950 MWh Gegenstand der Auktion sein, wovon 30.907.350 MWh an zukünftig erzeugtem Strom aus volatilen EE-Anlagen eingekauft werden sollen. Die Energiemenge, die Gegenstand der Ausschreibung für kleine Anlagen (bis 1 MW) sein soll, bezifferte das Wirtschaftsministerium auf 12.612.488 MWh.

Nun veröffentlichte das Ministerium den Entwurf der Verordnung über die Referenzpreise, die 2016 gelten sollen.





Referenzpreise für das Jahr 2016

Zurzeit setzt sich die Vergütung für den verkauften Strom aus EE-Anlagen aus zwei Variablen zusammen, und zwar unabhängig von der Art der für die Stromerzeugung eingesetzten Technologie - dem Preis der grünen Zertifikate und dem festen Strompreis, zu dem der grüne Strom eingekauft werden muss; dieser entspricht immer dem durchschnittlichen Stromverkaufspreis auf dem Konkurrenzmarkt im vorangegangenen Jahr. Ein Betreiber einer EE-Anlage erhält also jetzt ca. 6,63 Eurocent/kWh, wenn er die grünen Zertifikate an der Energiebörse verkauft (fester Stromeinkaufspreis in 2015: 163,58 PLN/MWh + Preis der grünen Zertifikate 115,25 PLN/MWh (Preis am 17.9.2015: Fixing, Quelle: tge.pl; Währungskurs EUR/PLN: 1 EUR = 4,2 PLN).

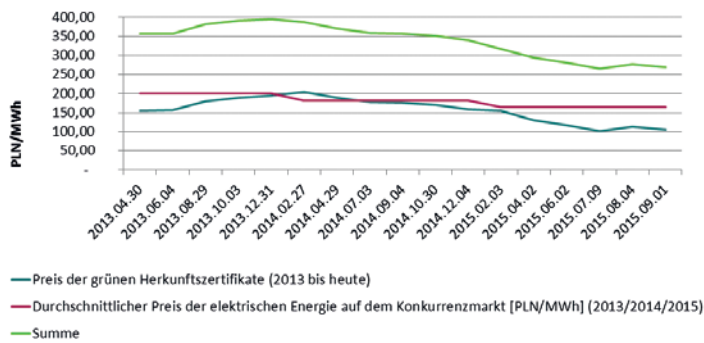


Abbildung 1: Berechnung der Referenzpreise

Im Vergleich dazu sehen die vorgeschlagenen Referenzpreise relativ üppig aus. Rechts die Darstellung der Referenzpreise für die ausgewählten Technologien. Es handelt sich dabei um Preise für Anlagen, die noch keinen Strom erzeugen. Die Preise sind ebenfalls in Eurocent/kWh angegeben, Währungskurs EUR/PLN: 1 EUR = 4,2 PLN.

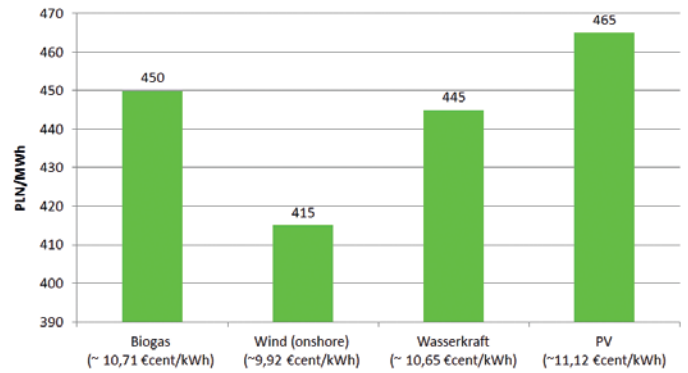


Abbildung 2: Neue EE-Anlagen ≤ 1 MW

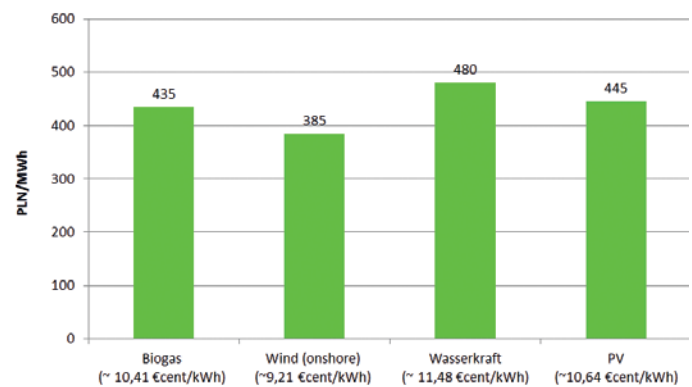


Abbildung 3: Neue EE-Anlagen > 1 MW

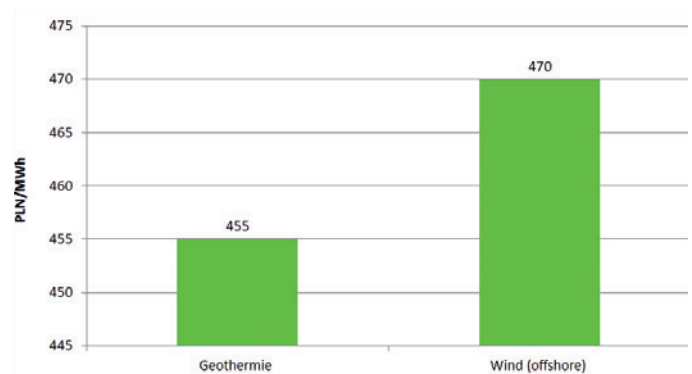


Abbildung 4: Neue EE-Anlagen unabhängig von der Nennleistung



Höhe der Referenzpreise und EU-Fördermittel

Die Referenzpreise bilden nicht nur einen essentiellen Orientierungspunkt für die Gestaltung des Angebotes durch den Bieter. Die Höhe der Referenzpreise gibt auch Auskunft darüber, wie hoch insgesamt die Förderung für die Investition in die EE-Anlage sein wird. Das ist für einige Investoren, die für ihre Projekte zum Beispiel eine zusätzliche Förderung aus den EU-Fördermitteln beantragt haben, von essenzieller Bedeutung. Denn sie müssen ihre Angebote so festsetzen, dass die Summe aus angebotenem Strompreis multipliziert mit angebotener Strommenge und den in Anspruch genommenen Fördermitteln (Begünstigungen und Befreiungen von Steuern und Gebühren, oder sonstige Unterstützung im Bereich der Investitionen, bestimmt für den Bau einer EE-Anlage) den höchstzulässigen Gesamtbetrag der öffentlichen Beihilfe nicht übersteigt.

Die Vorschriften des EEG-PL, welche die Grundsätze und die Formel für die Ermittlung des zulässigen Förderbetrages bestimmen, stellen keine besonders verständliche Lektüre dar. Die Problematik der Angebotsgestaltung bei Inanspruchnahme zusätzlicher Fördermittel stellen wir deshalb an einem Beispiel dar.

Beispiel:

Der Projektentwickler einer PV-Anlage mit einer Leistung von 1 MW_p, (die Anlage ist noch nicht gebaut, somit „neu“ im Sinne des EEG-PL) will an der Ausschreibung teilnehmen. Bei Abgabe des Angebots ist er verpflichtet, die Menge der Energie zu nennen, die er innerhalb der Förderungsfrist (15 Jahre) erzeugen wird. Nehmen wir an, dass diese Anlage innerhalb von 15 Jahren 15.000 MWh an Strom erzeugen wird. Der maximale Preis, den der Projektentwickler als Angebot abgeben kann, gleicht dem Referenzpreis, also 465 PLN/MWh.

Das Produkt aus Energiemenge und Referenzpreis ergibt einen Betrag von 6.975.000 PLN. Um auf den Gesamtbetrag der öffentlichen Beihilfe zu kommen, müssen wir noch den hypothetischen Erlös von diesem Betrag von 6.975.000 PLN abziehen. Der hypothetische Erlös bestimmt sich nach dem durchschnittlichen Preis auf dem konkurrierenden Markt, den der Vorsitzende der Energieregulierungsbehörde jährlich bis Ende März bekannt gibt. Der Preis, der zur Zeit der Angebotsabgabe gelten wird, wird 2016 (bis Ende März) bekannt gegeben. Für unser Beispiel bedienen wir uns des derzeit geltenden Festpreises, also 163,58 PLN/MWh. Das Produkt aus der Energiemenge (15.000 MWh) und dem „Marktpreis“ ergibt einen Wert von 2.453.700 PLN, und das ist der hypothetische Erlös.





Die Differenz zwischen 6.975.000 PLN und 2.453.700 PLN ergibt den Betrag von 4.521.300 PLN. Dieser Betrag stellt die maximal zulässige Förderungshöhe dar.

Variante 1

Wenn der Projektentwickler ein Angebot abgibt, welches dem Referenzpreis gleicht, und er auch den Zuschlag erhält, so wird das Gesamtvolumen der zulässigen Förderungshöhe zu 100 Prozent ausgeschöpft. Der Projektentwickler wird somit keine Möglichkeit mehr haben, eine zusätzliche staatliche Beihilfe in irgendeiner Form und Höhe zu erhalten.

Variante 2

Wenn der Projektentwickler zum Beispiel 1.000.000 PLN an Fördermitteln erhalten soll, dann muss er das Angebot so bestimmen, dass der verbleibende Betrag nicht höher ausfällt als 3.521.300 PLN (maximaler Förderungsbetrag von 4.521.300 PLN minus 1.000.000 PLN). Im konkreten Fall dürfte das Angebot nicht höher sein als 398,33 PLN/MWh, denn auf diese Weise kommt ein Betrag von 3.521.250 PLN zustande, der dem maximalen Förderungsbetrag in Variante 2 (3.521.300 PLN) am nächsten kommt (398,33 PLN/MWh (angebotener Preis) x 15.000 MWh (Gesamtmenge an Strom, der innerhalb von 15 Jahren hergestellt werden soll) - 2.453.700 PLN (hypothetischer Erlös: 15.000 MWh x 163,58 PLN/MWh) = 3.521.250 PLN). Das Angebot muss in polnischen Zloty, bis höchstens zwei Stellen nach dem Komma, abgegeben werden.

In der Variante 2 kann der Projektentwickler höchstens den Preis von 398,33 PLN/MWh anbieten. Das führt natürlich dazu, dass ein solches Angebot konkurrenzfähiger sein wird.

In-Kraft-Treten der Verordnung, Änderung der Referenzpreise

Gemäß dem EEG-PL zieht der Wirtschaftsminister bei der Ermittlung des jeweiligen Referenzpreises folgende Faktoren in Betracht:

1. wesentliche technische und wirtschaftliche Parameter für den Betrieb der betreffenden EE-Anlage;
2. Investitionsaufwendungen, die der Projektentwickler während der Vorbereitungsphase des Projekts und seines Baus einschließlich der notwendigen technischen Infrastruktur getragen hat;

3. technische Voraussetzungen für den Betrieb der EE-Anlage, darunter die Effektivität bei der Erzeugung von Strom oder landwirtschaftlichem Biogas, die Koeffizienten für die Ausnutzung der vorhandenen Stromkapazität, die Koeffizienten für den Verbrauch von Strom und landwirtschaftlichem Biogas zur Deckung des Eigenbedarfs sowie zur Deckung der Verluste, die vor der Einspeisung des Stroms oder des landwirtschaftlichen Biogases ins Netz entstehen;
4. Betriebskosten sowie zusätzliche Aufwendungen, die während desjenigen Abschnitts des Nutzungszeitraums zu tragen sind, der zum Betrieb der EE-Anlage Unterstützungsmechanismen und -instrumente erfordert;
5. voraussichtliche Entwicklung des Preises für Biomasse und andere Brennstoffe sowie Einzelpreise für die Berechtigungen zu CO₂-Emissionen;
6. Eigenkapitalkosten des Herstellers von Strom oder landwirtschaftlichem Biogas.

Nach der Lektüre der vorgeschlagenen Referenzpreise einerseits und der obigen Faktoren andererseits kann man bezweifeln, dass die Analyse besonders gewissenhaft vorgenommen wurde. Wenn man beispielweise die enormen Gestehungskosten für eine Offshore-Windkraftanlage mit der vorgeschlagenen maximal erzielbaren Einspeisevergütung vergleicht (ungefähr 11,19 Eurocent/kWh), so ist es nicht wunderlich, dass wohl kein Projektentwickler eines Offshore-Windparks an der ersten Ausschreibungsrunde teilnehmen wird.

Es ist aber zu beachten, dass es sich bei der Verordnung lediglich um einen Entwurf handelt, der sich zurzeit noch in der Phase der öffentlichen Konsultationen befindet. Es ist somit möglich, dass die Referenzpreise noch eine (eher kleine) Korrektur erfahren. Das Wirtschaftsministerium hat bis Ende des Jahres Zeit, die finale Verordnung zu erlassen.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec

Rechtsanwalt

Tel.: +48 (61) 62 44 921

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro



Aus aller Welt

> Strukturierte Marktanalyse als Basis zukünftiger Expansionen

Von Kai Imolauer

Angesichts einer Reduktion der Förderung, eines Wechsels in das Ausschreibungsmodell durch den Gesetzgeber und eines noch nicht wirklich existierenden Eigenverbrauchsanlagenmarkts in Deutschland entsteht ein Kosten- und Preisdruck, wodurch sich der Solarbranche die aktive Erschließung neuer Geschäftsmodelle und neuer Märkte aufdrängt. Besonders bei einer angestrebten Aufnahme von Auslandsgeschäft kann eine Anpassung des in Deutschland etablierten Geschäftsmodells – typischerweise Anlagenverkauf, Betriebsführung oder neue Vertriebsmodelle wie „Mieterstrom“ oder PV-Pachtmodelle – erforderlich sein, um den dortigen Marktbedingungen Rechnung zu tragen. Im Gegenzug kann auch der Verzicht auf eine Expansion in einen zunächst vielversprechenden Markt sinnvoll sein, wenn die erforderliche Anpassung mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist.

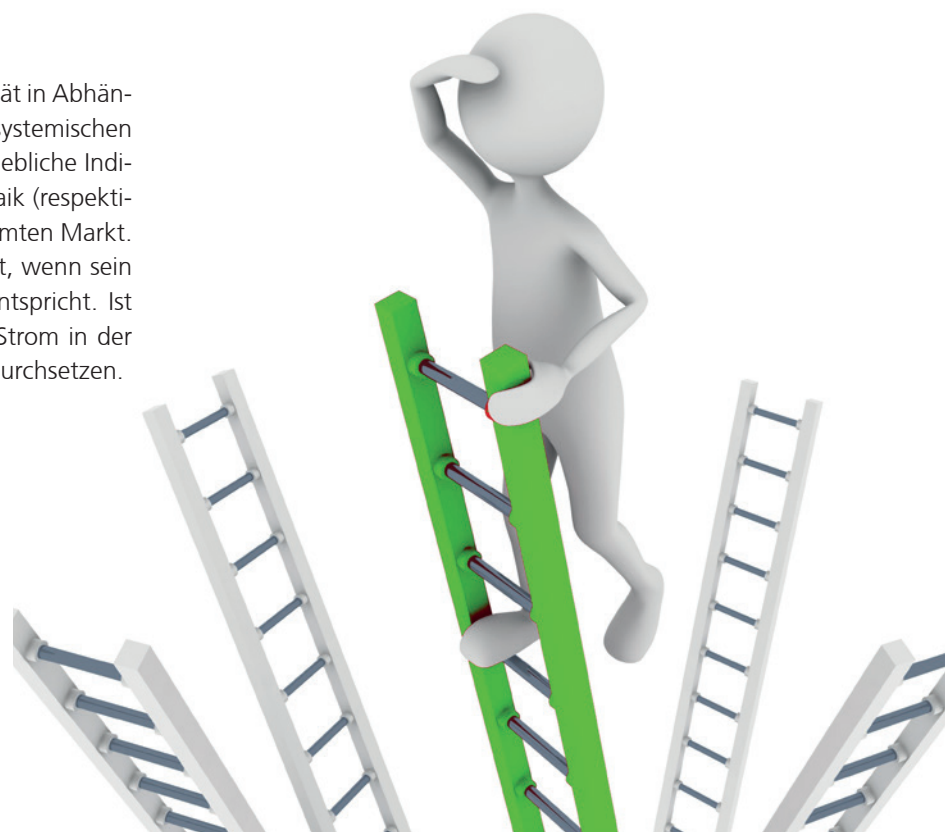
Reduced incentives, a changeover to the bidding model implemented by the legislator and a still practically non-existent market for solar plants generating electricity for own consumption in Germany are all factors increasing cost and price pressures which force the solar industry to actively develop new business models and tap into new markets. In particular, companies planning to start business abroad may have to adjust the business model so far successfully applied in Germany in order to meet foreign market challenges – this typically refers to the sale of installations, plant management, or new sales models, such as decentralised (off-grid) electricity supply to tenants or solar leasing models. On the other hand, it might sometimes be reasonable to give up a plan to expand into an at first promising market if the adjustments required for this purpose involve a disproportionate amount of time and effort.

Es ist erforderlich, eine systematische Herangehensweise zu entwickeln, welche im Fokus die Fähigkeiten des Unternehmens mit den Bedingungen in potenziellen Zielmärkten abgleicht und dabei unterstützt, unternehmerische Grundsatzentscheidungen zu treffen. Die im Folgenden kurz beschriebenen Faktoren der Analyse vereinen unter anderem Ergebnisse einer global angelegten Marktstudie zur Entwicklung des Levelized Cost of Electricity (LCOE) für Photovoltaik¹ und eine für die Elektrifizierung in Entwicklungsländern entwickelte Marktanalyse-Methodik².

Der LCOE stellt die Gestehungskosten von Elektrizität in Abhängigkeit von der genutzten Technologie und den systemischen Rahmenbedingungen dar. Insofern ist er der maßgebliche Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit von Photovoltaik (respektive der EE-Erzeugungstechnologie) in einem bestimmten Markt. Die Parität („Grid Parity“) von PV-Strom ist erreicht, wenn sein LCOE den Kosten im jeweiligen Marktsegment entspricht. Ist die Netzparität noch nicht erreicht, kann sich PV-Strom in der Regel nur durch (staatliche) Förderung am Markt durchsetzen.

Zielmärkte

Die internationalen Zielmärkte lassen sich entlang verschiedener Achsen kategorisieren. Marktgröße und Wachstumsraten lassen beispielsweise eine erste Auswahl zu.



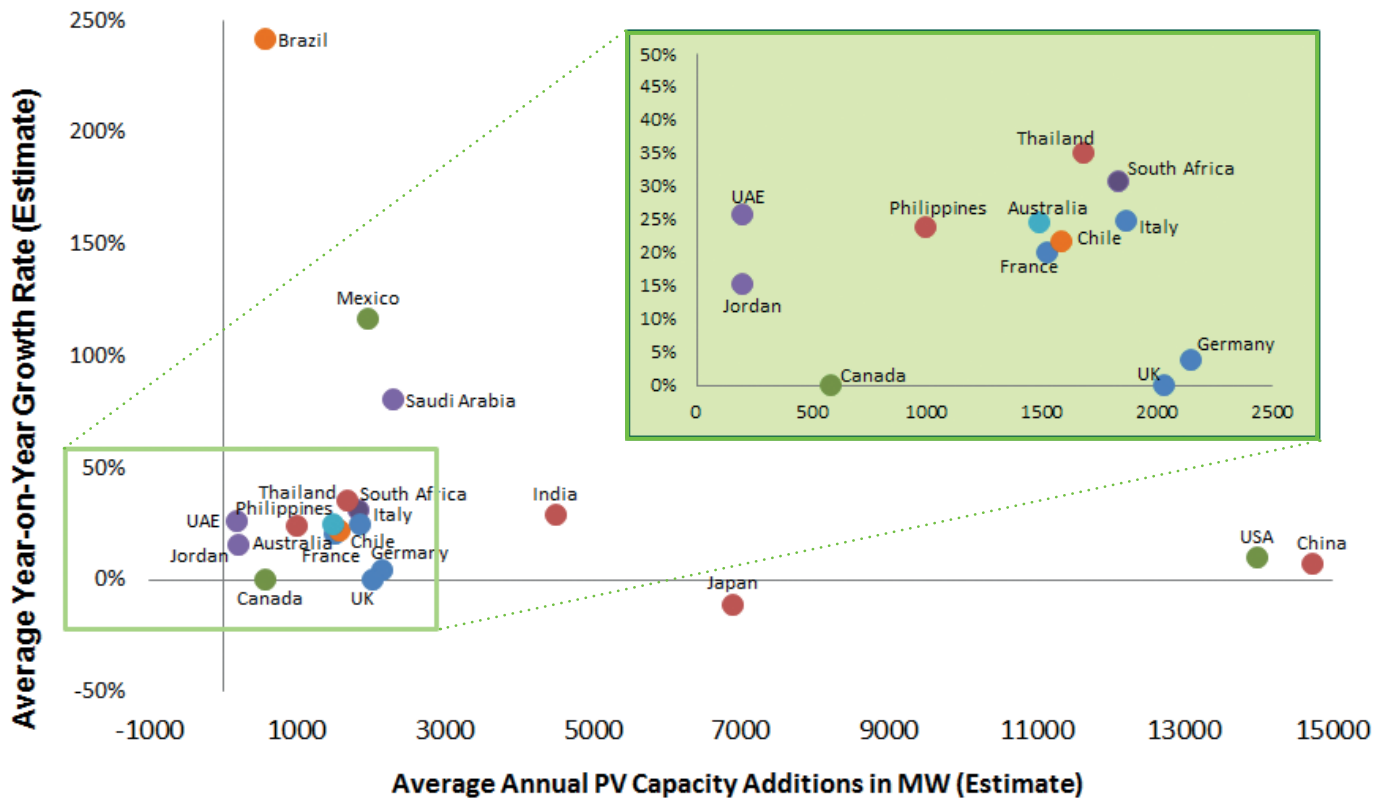


Abbildung 1: Geschätzte Marktentwicklung bis 2015³

Hinzu kommen die regulatorischen Rahmenbedingungen, die eine grobe Einteilung in als „politisch“ und „frei“ bezeichnete Märkte zulassen. „Politisch“ bedeutet in diesem Zusammenhang eine überwiegend durch regulatorische Maßnahmen (z. B. Einspeisevergütung, staatliche Ausbauziele der Photovoltaik) bestimmte Nachfrage. Auch in einem „freien“ Markt kann die Politik Anreize schaffen (z. B. verkürzte Genehmigungsverfahren, Möglichkeiten der Sonderabschreibung, erleichterter Netzzugang, Zollfreiheit), verzichtet aber auf die Schaffung direkter finanzieller Anreize. In der Regel ist in solchen Märkten die „Grid Parity“ (Netzparität bezogen auf Endverbraucherpreise und PV-Systemkosten) der Photovoltaik bereits erreicht. Besonders hinsichtlich der Rahmenbedingungen ist jedoch nicht nur der Status quo zu berücksichtigen. Um regulatorische bzw. politische Risiken zu vermeiden, sollte besonders die aktuelle und künftige Entwicklung in den Mittelpunkt der Betrachtung rücken (Stichwort: regulatorisches Risiko).

Der LCOE bildet bei Einbeziehung aller wesentlichen Faktoren die Marktgegebenheiten umfassend in einer einzigen Kennziffer ab.⁴ Die Grafik in Abbildung 2 verdeutlicht dies.

Natürlich beeinflussen nationale und regionale Faktoren den Wert des LCOE erheblich. Die unterschiedliche Verfügbarkeit sowie die Konditionen der Finanzierung, andere Steuergesetzgebung und die im Diskontierungszins abgebildete Höhe des landes- und projektspezifischen Risikos verdeutlichen beispielhaft die Notwendigkeit zur konkreten Ermittlung des LCOE im Zielmarkt. Zudem wird der umfassende Informationsgehalt dieser Kennziffer greifbar.

Die Gliederung der nachfolgend abgebildeten Formel zur Berechnung des LCOE zeigt, dass der LCOE vorwiegend für einen Independent Power Producer (IPP) relevant ist, der alle Größen zu berücksichtigen hat. Das auf die Planung, Beschaffung und Errichtung (EPC) von PV-Anlagen ausgerichtete Unternehmen kann sich allein auf die Berechnung der Kosten der Anfangsinvestition beschränken oder aber den Investitionsfall des Betreibers im Sinne einer Margenoptimierung simulieren.

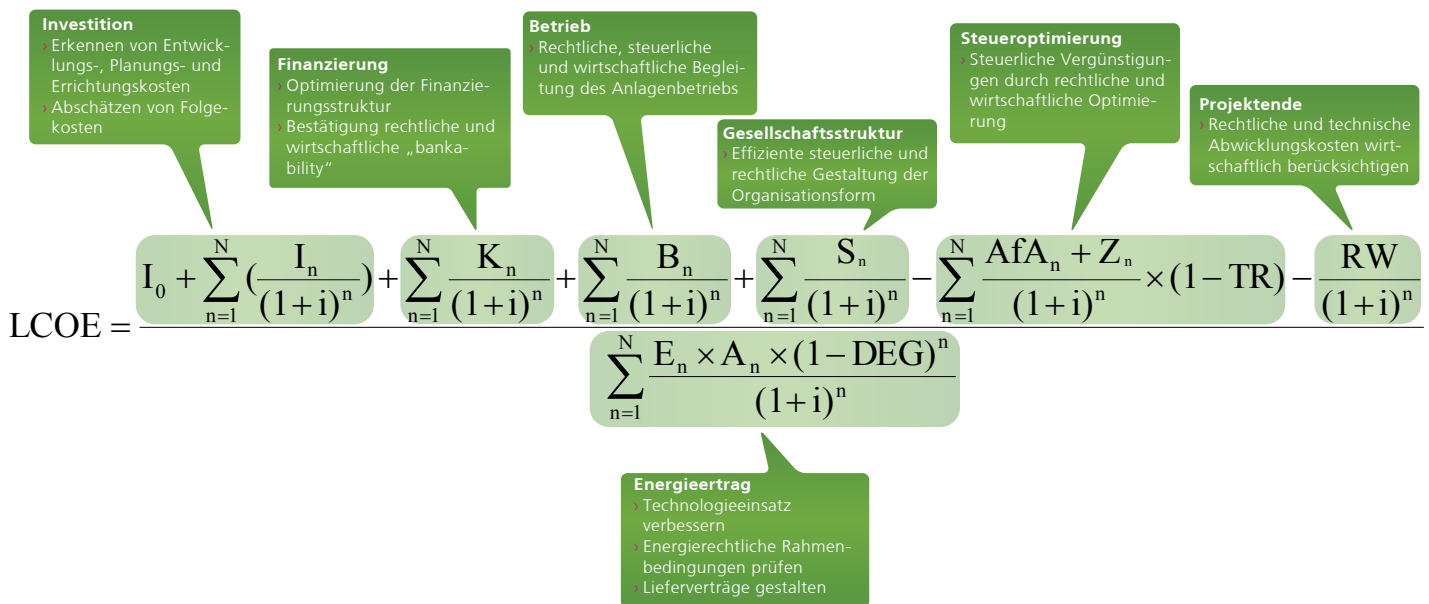


Abbildung 2: Bestandteile der Formel zur Berechnung des Levelized Cost of Electricity (LCOE) und Ansatzpunkt zur Optimierung

Geschäftsmodelle

Da die Photovoltaik mittlerweile eine etablierte Technologie ist und eine Vielzahl von Anbietern existiert, wird der Kosten- und Preisdruck besonders im EPC-Geschäft auch international spürbar.

Im Hinblick auf die Erwirtschaftung eines berechenbaren, langfristig stabilen Zahlungsstroms (der Stromerlöse) wird die Tätigkeit als Independent Power Producer („IPP“) interessant. Dieses Modell ist wegen des Zeithorizonts von in der Regel bis zu 20 Jahren jedoch auch mit speziellen Risiken behaftet, was zusätzliche Anforderungen an das Risikomanagement stellt. Hervorzuheben sind Währungsrisiken und auch die Bonität des Stromabnehmers – gerade im Hinblick auf Entwicklungsländer.

Ein Nachteil des IPP-Modells kann die Bindung des eingesetzten Kapitals sein, da sich die Anfangsinvestition aus den erwirtschafteten Erlösen über einen verhältnismäßig langen Zeitraum refinanziert und ein Zugriff auf das eingesetzte Kapital im Falle eines plötzlichen Liquiditätsbedarfs nur zeitverzögert oder mit Abschlägen möglich ist. In vielen Ländern stellt die Refinanzierung aus den Stromerlösen jedoch die einzige Möglichkeit dar, da das Kapital für den Aufbau von Erzeugungskapazitäten fehlt. Risikozinsaufschläge müssen sich im Wettbewerb – bspw. bei Ausschreibungen von Erzeugungslizenzen, die letztendlich in Power Purchase Agreements (PPA) münden – in den Stromerlösen (LCOE) darstellen lassen.

Risiken

Die Risiken im EPC-Modell beschränken sich auf den Zeitraum der Projektentwicklung und den Zeitraum der Produkthaftung, wohingegen der IPP im Extremfall ein Augenmerk auf die gesamte Wertschöpfungskette (Projektentwicklung, Erzeugung, Verteilung, Vermarktung, Verbrauch) haben muss. Hier lassen sich im Vorfeld jedoch bereits systematisch Risiken und Risikomanagementlösungen auf verschiedenen Ebenen (politisch/regulatorisch, soziokulturell, finanziell/volkswirtschaftlich, Verbrauchsgüter, bezogene Leistungen, Finanzierung) identifizieren.⁵

Technische Risiken, wie sie im Rahmen des EPC-Modells bestehen, lassen sich auch über einen längeren Zeitraum in gleicher Form durch den IPP beherrschen. Diese nehmen wegen des Wertverlusts und der technischen Optimierung der Anlagen im Zeitverlauf tendenziell sogar ab.

Insbesondere die finanziellen Risiken steigen beim IPP-Modell jedoch stark an. Hier sind im Auslandsgeschäft das Länderisiko, ein ggf. höheres Kreditrisiko (abhängig vom Abnehmer) und das Wechselkursrisiko hervorzuheben. Auch diese Risiken sind teilweise beherrschbar, doch die Komplexität des Risikomanagements nimmt zu. Beispielsweise verlangt das Wechselkursrisiko nach einer genauen Liquiditätsplanung und einer angepassten Hedging-Strategie, die regelmäßig geprüft werden muss. Die Steuerung der Zahlungsflüsse erfordert einen wirtschaftlich und rechtlich belastbaren Stromabnahmevertrag (PPA), der auch zur Minderung des Kreditrisikos beitragen kann.



Strategien

Die Wechselwirkungen zwischen den Komponenten Zielmarkt, Geschäftsmodell und Risikobereitschaft sind vielschichtig. Ein risikoscheues Unternehmen tendiert in aller Regel zum EPC-Modell, weil die Ausgestaltung des Projekts hinsichtlich der Rahmenbedingungen im Zielmarkt dem späteren Betreiber zufällt. Wird die Internationalisierung auf Basis des EPC-Modells vorangetrieben, entscheidet in erster Linie der Entwicklungsstand des Zielmarktes über das Risikoniveau. Kleine Märkte mit hohen prognostizierten Wachstumsraten können für einen flexiblen und schnellen Anbieter Einstiegsmöglichkeiten bieten. In einem relativ entwickelten Markt steht der höheren Sicherheit ein tendenziell stärkerer Wettbewerb gegenüber.

Der risikoscheue IPP – immer vorausgesetzt, genügend Kapital steht zur Verfügung – fühlt sich in einem „politischen“ Markt in einem Bieterwettbewerb mit anschließender berechenbarer Vergütung eher wohl als in einem „freien“ Markt, selbst wenn die Tendenz zu insgesamt steigenden Strompreisen⁶ und fallenden Gestehungskosten in der Photovoltaik⁷ dem IPP das Potenzial zur langfristigen Steigerung der Margen bietet. In Entwicklungsländern sind natürlich erhebliche Chancen zu realisieren, sollten internationale Förderbanken (KfW Entwicklungsbank, Weltbank) die Fremdkapitalfinanzierung für die Projekte bereitstellen.

Fazit

1. Auf internationalen Märkten bestehen Wachstumsmöglichkeiten. Die Auswahl der Zielmärkte muss sich an der Leistungsfähigkeit und Risikobereitschaft des Unternehmens orientieren.
2. Die Risiken im internationalen Geschäft sind beherrschbar. Angesichts der vergleichsweise höheren Attraktivität des IPP-Modells – auch bei größerem Risiko – kann eine Anpassung des Geschäftsmodells sinnvoll sein.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93 36 06

E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

¹ Shah, Vishal, und Jeremiah Booream-Phelps. F.I.T.T. for Investors, Crossing the Chasm. New York, NY, USA: Deutsche Bank Markets Research, 2015.

² Franz, Michael, ed., Ina de Visser, Alexander Huppertz, Dr. Ewan Bloomfield, Drew Corbyn, und Luis E. Osorio-Cortes. Building Energy Access Markets - A Value Chain Analysis of Key Energy Market Systems. Eschborn, Germany: European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF), 2015.

³ Shah, Vishal, und Jeremiah Booream-Phelps. F.I.T.T. for Investors, Crossing the Chasm. New York, NY, USA: Deutsche Bank Markets Research, 2015.

⁴ Darling, Seth B., Fengqi You, Thomas Veselka und Alfonso Velosa. „Assumptions and the Levelized Cost of Energy in Photovoltaics.“ Energy & Environmental Science, 2011: S. 3134

⁵ Franz, Michael, ed., Ina de Visser, Alexander Huppertz, Dr. Ewan Bloomfield, Drew Corbyn, und Luis E. Osorio-Cortes. Building Energy Access Markets - A Value Chain Analysis of Key Energy Market Systems. Eschborn, Germany: European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF), 2015, S. 21–26.

⁶ Shah, Vishal, und Jeremiah Booream-Phelps. F.I.T.T. for Investors, Crossing the Chasm. New York, NY, USA: Deutsche Bank Markets Research, 2015, S. 13.

⁷ Shah, Vishal, und Jeremiah Booream-Phelps. F.I.T.T. for Investors, Crossing the Chasm. New York, NY, USA: Deutsche Bank Markets Research, 2015, S. 34.



> Kleinanlegerschutzgesetz in Kraft getreten

Von Meike Farhan und Sebastian Schüßler

Das Kleinanlegerschutzgesetz ist nach seiner Verkündung im Bundesgesetzblatt am 10. Juli 2015 in Kraft getreten und hat insbesondere mit der Anpassung des Vermögensanlagengesetzes (VermAnlG) teilweise neue Pflichten eingeführt. Darüber hinaus zählen speziell partiarische Darlehen und Nachrangdarlehen ebenfalls zu den Vermögensanlagen und unterfallen fortan grundsätzlich den Regelungen des VermAnlG einschließlich der grundsätzlichen Pflicht zur Veröffentlichung eines von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) gebilligten Verkaufsprospekts.

The German Retail Investors Protection Act became effective on 10 July 2015 after its announcement in the German Federal Law Gazette and has introduced some new obligations, in particular as a result of amending the German Capital Investment Act. Other issues referred to in the new law include especially profit participating loans and subordinated loans, which are now regarded to be capital investments and, from now on, are principally subject to the provisions of the VermAnlG, which include the basic obligation to publish a prospectus after it has been approved by the Federal Financial Supervisory Authority.

In der Ausgabe der E|nEws April 2015 haben wir Sie ausführlich über (neue) Regulierungen auf dem Gebiet des Kapitalmarkts informiert, die nicht zuletzt auch für die Branche der Erneuerbaren Energien Bedeutung entfalten.

Im Rahmen unserer Übersicht über das Aufsichtsrecht sind wir dabei unter anderem auf die gesetzlichen Regelungen des Kapitalanlagegesetzbuches (KAGB) sowie auf die zum damaligen Zeitpunkt noch bevorstehende Verabschiedung des Kleinanlegerschutzgesetzes (KIANlSchG) eingegangen.

Das Kleinanlegerschutzgesetz ist nach seiner Verkündung im Bundesgesetzblatt am 10. Juli 2015 nun in Kraft getreten und hat insbesondere mit der Anpassung des Vermögensanlagengesetzes (VermAnlG) teilweise neue Pflichten eingeführt. Darüber hinaus zählen seitdem auch partiarische Darlehen und Nachrangdarlehen zu den Vermögensanlagen und unterfallen fortan grundsätzlich den Regelungen des VermAnlG, einschließlich der grundsätzlichen Pflicht zur Veröffentlichung eines von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) gebilligten Verkaufsprospekts.

Der Umstand, dass gerade das VermAnlG für Initiatoren aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien von großer Relevanz ist, lässt sich zweifach begründen. Zum einen sollten Projektentwickler bzw. Betreiber von Anlagen zur Gewinnung von Erneuerbaren Energien prüfen, ob sie ein sog. „operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors“ sind. Diese Qualifizierung spielt für das Verhältnis zwischen KAGB und Vermögensanlagengesetz eine entscheidende Rolle. Ist diese Voraussetzung gegeben, findet das KAGB grundsätzlich keine Anwendung, vielmehr sind dann die Voraussetzungen des VermAnlG zu erfüllen.

Zum anderen ist zu beobachten, dass insbesondere Nachrangdarlehen eine interessante Finanzierungsalternative für Projektentwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien bzw. für die Durchführung von Bürgerenergieprojekten darstellen. Da diese, wie bereits erwähnt, nun auch dem VermAnlG unterfallen, möchten wir Ihnen im Folgenden eine Übersicht über die Neuerungen im VermAnlG geben.



Dieses enthält in seiner nun geänderten Fassung neue oder auch ergänzende Regelungen besonders zu folgenden Themen:

- > Mindestlaufzeit
- > Kündigungsfrist
- > Nachschusspflichten
- > Gültigkeit und Inhalt des Verkaufsprospekts
- > Inhalt des Vermögensanlagen-Informationsblatts (VIB) und sonstiger Anlegerinformationen
- > Mitteilungs-, Nachtrags- und Veröffentlichungspflichten
- > Widerrufsrecht
- > Werbung für Vermögensanlagen
- > Befugnisse der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin)

Dabei haben sich – im Vergleich zum ursprünglichen Regierungsentwurf – insbesondere folgende Neuerungen ergeben.

Zunächst wurde die Übergangsregelung in § 32 VermAnlG im Vergleich zum Regierungsentwurf noch einmal angepasst. Dies hat insbesondere zu einer Entschärfung im Hinblick auf die neuen Ad-hoc-Meldepflichten gemäß § 11a VermAnlG geführt. Bei der Ad-hoc-Meldepflicht handelt es sich um eine Informationspflicht auch nach Beendigung des öffentlichen Angebotes der Vermögensanlage. Danach muss der Emittent einer Vermögensanlage jede Tatsache, die sich unmittelbar auf ihn oder die von ihm emittierte Vermögensanlage bezieht und nicht öffentlich bekannt ist, unverzüglich veröffentlichen, wenn sie geeignet ist, die Fähigkeit des Emittenten zur Erfüllung seiner Verpflichtungen gegenüber dem Anleger erheblich zu beeinträchtigen. Nach der Fassung des Regierungsentwurfes hätte diese Meldepflicht auch auf eine Vielzahl von „Altfonds“ Anwendung gefunden. Nun jedoch genießen Vermögensanlagen, die vor dem Inkrafttreten des Kleinanlegerschutzgesetzes letztmalig öffentlich angeboten wurden, umfassenden Bestandsschutz dergestalt, dass das VermAnlG in seiner bis zum 9. Juli 2015 geltenden Fassung weiterhin anwendbar bleibt. Bei einem öffentlichen Angebot darüber hinaus finden die neuen Vorschriften des VermAnlG dann nach Ablauf eines Jahres, also ab dem 10. Juli 2016 Anwendung.

Auch die Regelung einer Mindestlaufzeit der Vermögensanlagen sowie die einer Kündigungsfrist sind in das VermAnlG aufgenommen wurden. Gemäß dem Regierungsentwurf ist es im Hinblick auf die Mindestlaufzeit der Vermögensanlagen bei 24 Monaten geblieben. Jedoch ist die Kündigungsfrist von mindestens zwölf Monaten auf mindestens sechs Monate verkürzt worden.

Zudem wurde die Regelung zur Werbung für Vermögensanlagen (§ 12 VermAnlG) noch einmal angepasst. Während der Regierungsentwurf noch sehr enge Vorgaben für die verwendeten Medien und auch die Empfänger der Werbung machte, gilt nun (nur) noch die Vorgabe, dass die Werbung auf den veröffentlichten Verkaufsprospekt hinzuweisen hat. Allerdings





hat die Werbung für öffentlich angebotene Vermögensanlagen darüber hinaus folgenden Hinweis zu enthalten: „Der Erwerb dieser Vermögensanlage ist mit erheblichen Risiken verbunden und kann zum vollständigen Verlust des eingesetzten Vermögens führen.“ Für rein textbasierte Werbung in elektronischen Medien, die weniger als 210 Schriftzeichen umfasst, kann der Hinweis in einem separaten Dokument über eine Verlinkung erfolgen; dabei ist der Link jedoch mit dem Begriff „Warnhinweis“ zu kennzeichnen.

Das Erfordernis eines Warnhinweises findet man nun auch bei den Regelungen zum Inhalt des Vermögensanlagen-Informationsblattes (VIB). Die erste Seite des VIB muss den vorgenannten Warnhinweis in drucktechnisch hervorgehobener Weise künftig ebenfalls enthalten. Die Kenntnisnahme dieses Warnhinweises hat der Anleger grundsätzlich vor Vertragsschluss auf dem VIB zu bestätigen. Sofern die Beteiligten für die Vertragsverhandlungen und den Vertragsschluss ausschließlich Fernkommunikationsmittel verwenden, kann auch die Bestätigung der Kenntnisnahme elektronisch erfolgen.

Auch die Pflichtangaben im Verkaufsprospekt, die die Vermögensanlagen-Verkaufsprospektverordnung präzisiert, haben durch das Kleinanlegerschutzgesetz eine teilweise Anpassung bzw. Ergänzung erfahren. So ist im Risikokapitel nun explizit auf das Risiko einzugehen, dass sich die Vertrags- oder Anlagebedingungen oder die Tätigkeit des Emittenten so verändern können, dass dieser nicht mehr als operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors anzusehen ist und die BaFin für diesen Fall die Rückabwicklung der Geschäfte des Emittenten der Vermögensanlage anordnen kann.

Das künftige Arbeiten mit dem Gesetz wird zeigen, ob und wie diese gesetzlichen Vorgaben durch die Verwaltungspraxis der Behörde ggf. noch konkretisiert werden.

Die neuen Regulierungen auf dem Gebiet des Kapitalmarkts beinhalten zahlreiche Anwendungsfälle für die Erneuerbaren Energien. Um Bestandsfälle bestmöglich in der „neuen Welt“ zu verwalten und um für kommende Projekte ein optimales Produktdesign zu finden, sollten Anbieter die aufsichtsrechtlichen Regelungen unbedingt berücksichtigen. Gerne beraten wir Sie dabei!

Kontakt für weitere Informationen:



Meike Farhan

Rechtanwältin

Tel.: +49 (40) 229 29 75 33

E-Mail: meike.farhan@roedl.com



Sebastian Schübler

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (40) 229 29 75 32

E-Mail: sebastian.schuessler@roedl.com



> Das Potenzial des italienischen Energieeffizienzmarktes

Von Svenja Bartels

Der italienische Staat hat in den letzten Jahren seine nationale Energiestrategie angepasst und verschiedene Regelungen erlassen, um den Energieverbrauch von Gebäuden, Infrastruktur und Transportmitteln mittel- und langfristig zu senken, woraus sich wiederum auch Investitionsmöglichkeiten und Marktpotenzial für deutsche Unternehmen ergeben.

In recent years, Italy has adjusted its national energy strategy and implemented a number of arrangements which, when put together, should effectively help reduce the energy consumption of buildings, infrastructure and means of transport in the medium and long term. These circumstances open up investment opportunities and offer market potential to German companies.

Wegen der großen Abhängigkeit von Energieimporten einzelner Länder, der weltweiten Schwierigkeiten bei der Beschaffung von fossilen Brennstoffen und der allseits bewussteren Wahrnehmung der Konsequenzen des Klimawandels haben sich die europäischen Länder entschlossen, bei der Errichtung einer energiesparenden Gesellschaft voranzuschreiten. Nicht zuletzt mit Horizon 2020 haben sich die nationalen Regierungen zur Umsetzung dieses Ziels verpflichtet, den Energiemarkt substantiell zu verändern, um den Energieverbrauch von Gebäuden, Infrastruktur und Transportmitteln zu senken, ohne jedoch die Lebensqualität der Bürger einzuschränken.

Der italienische Staat hat in den letzten Jahren seine nationale Energiestrategie angepasst und verschiedene Regelungen erlassen, die zusammen mittel- und langfristig diese neue und notwendige Strategie umsetzen sollen, woraus sich wiederum auch Investitionsmöglichkeiten und Marktpotenzial für deutsche Unternehmen ergeben. Als letzte große Maßnahme ist das D. Lgs. 102/2014 zu nennen.

Der Markt der Vorhaben für private Investoren bietet hervorragende Möglichkeiten, insbesondere in der Industrie, im Hotel- und Gaststättengewerbe und im Bereich Gesundheit. Dabei lohnen sich vornehmlich der Austausch der Heizungs- und Klimaanlageanlagen (mit dem Einbau einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage oder Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlage), verbunden mit dem Austausch der Fenster und Maßnahmen der Wärmedämmung, sowie gegebenenfalls dem Austausch der Beleuchtung. Bei all diesen Maßnahmen ist, auch wegen der attraktiven staatlichen Förderung, eine Rückzahlung der Investitionen in kurzer Zeit möglich.

Daneben bietet allerdings auch der öffentliche Sektor hervorragende Investitionsmöglichkeiten, da die öffentliche Verwaltung über Zehntausende von Gebäuden verfügt, welche dringend neu qualifiziert werden müssen. So hat der italienische Gesetzgeber im Zuge der Umsetzung europäischer Richtlinien, die eigene Verwaltung verpflichtet, jährlich 3 Prozent des öffentlichen Immobilienbesitzes energetisch zu sanieren. Schließlich bietet auch der Austausch der kommunalen Straßenbeleuchtung, die in vielen Regionen noch am Anfang steht, eine besonders effiziente Investitionsmöglichkeit, da die Rückzahlung der Investition bei diesen Projekten am schnellsten ist.

Auch in Italien setzen sich immer mehr Vorhaben zur Energieeffizienzsteigerung nach internationalem Muster durch. Im Wege eines Energy Performance Contracts (EPC) stellt der Investor, normalerweise als ESCo (Energy Service Company) agierend, dem Vertragspartner de facto das notwendige Kapital zur Verfügung. Der Vertragspartner selbst trägt üblicherweise keinerlei Kosten zur Ausführung der Maßnahme, er verpflichtet sich jedoch, die aufgrund der Energieeffizienzsteigerung ersparten Kosten über mehrere Jahre hinweg an den Investor abzuführen. Die monatlich zu zahlende Rate entspricht somit der Differenz zwischen den Stromkosten vor und denen nach Sanierungsmaßnahme.

Das unternehmerische Risiko des Investors ist eine eventuelle Underperformance der ausgeführten Maßnahmen, d.h. wenn die tatsächliche Energieeinsparung hinter der geplanten Energieeinsparung zurückbleibt. Umgekehrt kann natürlich auch die reale Einsparung die geplante Einsparung übersteigen und so die Gewinnmarge des Investors vergrößern (sofern vertraglich vereinbart). Dem Vertragspartner bietet der EPC den Vorteil, dass dieser seine Gebäude energetisch sanieren kann und auf lange Sicht Energiekosten spart, ohne sich dafür zu verschulden.



Der italienische Gesetzgeber stellt eine Reihe von Förderungen als Anreiz zur Energieeffizienzsteigerung zur Verfügung, wobei insbesondere Steuerabzüge, weiße Zertifikate und das Energiekonto zu erwähnen sind, unter bestimmten Umständen aber auch die Förderung der Erneuerbaren, beispielsweise bei KWK-Anlagen oder Vergasern. Die Förderungen wenden sich jeweils an einen bestimmten Adressatenkreis wie beispielsweise Privathaushalte, Unternehmen oder die öffentliche Hand und fördern jeweils bestimmte Technologien. Es ist daher im konkreten Fall zu ermitteln, welche Förderung in Anspruch genommen werden kann und, wenn mehrere Förderungen infrage kommen, welche wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die erfolgreichste Förderung sind derzeit die weißen Zertifikate, die es bereits seit 14 Jahren gibt und von denen seit ihrer Einführung bis Ende 2014 31 Millionen erlassen wurden, was eine Einsparung von 20 Mtep (Million-ton equivalent of petroleum) abbildet. Die Zertifikate dienen dazu, der Verpflichtung Italiens nachzukommen, bis 2020 60 Prozent der Energie einzusparen. Um dem gerecht zu werden, hat der italienische Gesetzgeber die Zertifikate immer wieder Reformen unterzogen. Derzeit laufen die Konsultationen mit den Marktteilnehmern für die nächste, gegen Ende dieses Jahres erwartete Reform. Erklärtes Ziel ist unter anderem, Maßnahmen einzuführen, die die Qualität der Projektanbieter, also der ESCos, erhöhen sollen, damit der Markt weiter reift.

Trotz der bereits führenden Rolle in Europa hat Italien – um die Förderung der Energieeffizienzsteigerung zu optimieren – zudem einen nationalen Fonds von 70 Millionen Euro aufgelegt, welcher insbesondere ESCos und Projekten der Public Private Partnerships bei der Finanzierung helfen soll.

Kontakt für weitere Informationen:



Svenja Bartels

Rechtsanwältin

Tel.: +39 (049) 80 46 9 11

E-Mail: svenja.bartels@roedl.it





> Clean Energy in Asiens Green City

Solarenergie geht in Singapur „durch die Decke“

Von Dr. Paul Weingarten

Während Deutschland in den letzten Jahren immer wieder als das Maß der Dinge bezüglich der Solar-PV gehandelt wurde, nimmt auch in Singapur die Relevanz des Marktes langsam, aber stetig zu. Obwohl die Energiegewinnung aus Liquefied Natural Gas mit einem Anteil von 95 Prozent nach wie vor die primäre Energiequelle ist, sehen Marktbeobachter in der Solarenergie ein großes Zukunftspotenzial. Laut einer Studie der Energy Association of Singapore ließe sich der Marktanteil auf lange Sicht von derzeit 1 Prozent auf bis zu 16 Prozent des Stromverbrauchs in Singapur steigern. Bis 2025 gilt zumindest ein 5-prozentiger Anteil als realistisch.

While Germany has in recent years regularly been considered the measure of all things as far as solar PV systems go, also Singapore is slowly but surely becoming an important market for photovoltaics. Although liquefied natural gas is still the primary energy source accounting for 95 percent of the country's total energy production, solar energy is said to have immense future potential. According to a study conducted by the Energy Association of Singapore, the share of solar energy in Singapore's electricity consumption could increase in the long term from a current 1 percent to 16 percent. An increase in this share to at least 5 percent by 2025 is considered a realistic scenario.

Auch wenn der Solar-Markt an sich noch vergleichsweise gering ist, so weist er doch einen klar positiven Trend auf (vgl. Abbildung 1 und 2). Die Zahl der Installationen und das damit verbundene Leistungsvermögen sind über die Jahre hinweg ausnahmslos gestiegen. Vor allem in den letzten zwei Jahren war diese Entwicklung besonders ausgeprägt.

In dem urbanisierten Stadtstaat, der hinsichtlich seiner Größe (716 km²) mit Hamburg vergleichbar ist, gibt es zwar genug Sonnenstunden, aber nur begrenzt freie Flächen. Schätzungen gehen davon aus, dass eine Nettonutzfläche von 45 km² potenziell für PV-Installationen infrage kommt. Allein Dächer („Roof-Top“) kommen mit einem Nutzungsfaktor von durchschnittlich 55 Prozent auf eine Nettonutzfläche von 32 km² und stehen damit derzeit im Fokus der Geschehnisse. Hierdurch könnte ein zusätzliches Leistungsvermögen von 5,6 GW_p entstehen, welches pro Jahr 7 TWh an Strom bereitstellt und damit die oben genannten 16 Prozent der Stromnachfrage deckt.

PV-Anlagen auf Dächern von (Hoch-)Häusern sind mit nicht unerheblichen Installationskosten verbunden. In diesem Zusammenhang etabliert sich in Singapur mehr und mehr eine Art Leasing-Modell: Der Eigentümer eines Gebäudes und der damit verbundenen Dachfläche überlasst dem Solar-Anbieter die Fläche zum Nulltarif für einen Zeitraum von ca. 20 Jahren. Der Anbieter kommt im Gegenzug für die Installation und den Betrieb der Solar-PV-Anlage auf. Der Hauseigentümer verpflichtet sich, den mit der Anlage produzierten Strom für seinen Privatverbrauch abzunehmen, und profitiert dabei von einem garantiert günstigeren Tarif im Vergleich zu den staatlichen Anbietern. Für den Betreiber der Anlage bedeutet dies langfristig sicheren Cash-Inflow, was zu einer höheren Rendite der Anfangsinvestition und einer Amortisationsdauer von 7 bis 10 Jahren führt.

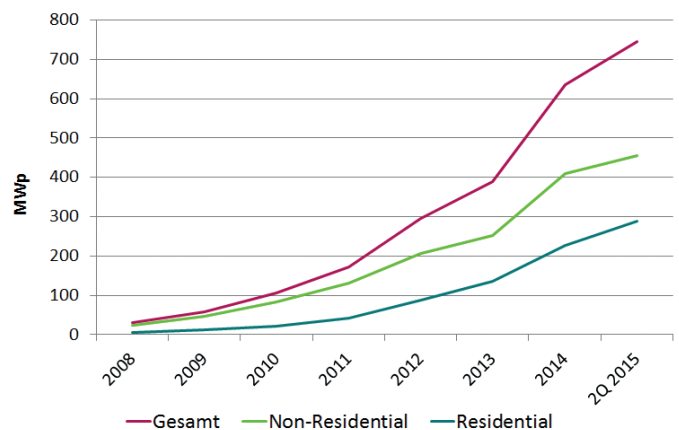


Abbildung 1: Netzgekoppelte Solar-PV-Installationen¹

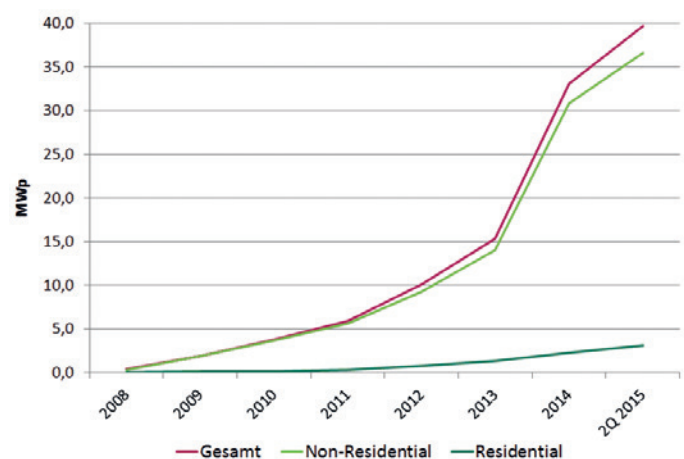


Abbildung 2: Leistungsvermögen netzgekoppelter Solar-PV-Installationen¹



Diese Win-win-Gestaltung wird als „Solar Power Purchase Agreement (PPA) Model“ bezeichnet. Den überschüssigen Strom kann der Anlagenbetreiber an das nationale Stromnetz zu einem verhandelbaren Preis verkaufen. Dem Dacheigentümer steht entweder direkt ein Teil des dadurch erwirtschafteten Gewinns zu oder ihm wird eine Kompensierung ausbezahlt.

Im Unterschied zum deutschen Modell, das weltweit als Vorbild gilt, liegt in Singapur bisher keine fixe Einspeisevergütung vor. Zudem gibt es in Deutschland eine Vielzahl an Förderungen und Kreditbegünstigungen für Haushalte und Firmen, die in eine Solarstrom-Anlage investieren wollen. Auch vonseiten der EU gibt es Hilfe durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (ERDF) und den Kohäsionsfonds. In Singapur hingegen ist man bisher auf den privaten Sektor angewiesen, der allerdings von der Regierung unterstützt wird, da der größte Abnehmer des geschilderten Modells die öffentlich geförderten Wohnbauten (HBD) sind. Somit darf man zuversichtlich sein, dass sich Solar-Leasing und ähnliche Geschäftsmodelle weiterhin positiv entwickeln werden. So arbeiten der größte Leasinganbieter Sunseap (Kunden u. a. HBD, Singapore American School, Raffles Institution) und Goldman Sachs an einem Projekt, das eine Gesamtkapazität von mehr als 30 Megawatt für Dächer von Wohn- und Geschäftsimmobilien im Stadtstaat bereitstellen soll.

Kontakt für weitere Informationen:



Dr. Paul Weingarten

Rechtsanwalt

Tel.: +65 (62) 38 67 70

E-Mail: paul.weingarten@roedl.pro



¹ Eigene Darstellung der Daten von SP PowerGrid Ltd & Energy Market Authority



> Chile öffnet neue Wege für den Photovoltaik-Markt

Von Mariangela Zerpa Dreyer

Chile ist im Bereich der Solarenergie einer der am schnellsten wachsenden Märkte Lateinamerikas. Jedoch blieb das Marktsegment der gewerblichen PV-Dachanlagen noch unterentwickelt. Nun soll sich die Situation ändern.

Chile is one of the fastest growing markets for solar energy in Latin America. Nevertheless, the market segment of commercial rooftop solar PV plants has remained underdeveloped. Now, this situation is supposed to change.

Das im Oktober 2014 verabschiedete Gesetz zur dezentralen Energieerzeugung (Ley 20.571 para la Generación Distribuida) ermöglicht dem privaten Sektor bzw. den regulierten Stromverbrauchern¹, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern für die Selbstversorgung zu installieren und den überschüssigen Strom ins Netz einzuspeisen. Solche Stromerzeugungsanlagen dürfen die Leistungsgrenze von 100 kW nicht überschreiten.

In diesem Zusammenhang hat das chilenische Energieministerium mit Unterstützung des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) ein Programm für Photovoltaik-Dachanlagen in öffentlichen Gebäuden (Programa de Techos Solares Públicos, PTSP) ins Leben gerufen. Das Programm ist mit einem Budget von 13 Mio. US-Dollar ausgestattet und beabsichtigt – durch die Installation von Photovoltaikanlagen – die Stromkosten in öffentlichen Gebäuden zu reduzieren, das Modell der Selbstversorgung zu fördern sowie die Entwicklung des PV-Marktes voranzutreiben.

Chile ist im Bereich der Solarenergie einer der am schnellsten wachsenden Märkte Lateinamerikas. Jedoch blieb das Marktsegment der gewerblichen PV-Dachanlagen jedoch noch unterentwickelt. Das soll sich nun ändern. So fand im Rahmen des PTSP im Juli 2015 in der nördlichen Stadt Calama die Vergabe der ersten drei öffentlichen

Ausschreibungen für Solar-dachanlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 40 KW_p und einem Investitionsvolumen in Höhe von 108.205,92 Euro statt. Den Zuschlag für zwei der drei Projekte erhielt ein bekanntes schweizerisches PV-Unternehmen.

Weitere Ausschreibungsverfahren befinden sich derzeit in der Pipeline und werden bis 2019 vergeben. Lokale und ausländische Unternehmen sind aufgerufen, an dem Ausschreibungsprozess teilzunehmen. Zusätzliche Informationen über das Ausschreibungsverfahren sind auf der Website des chilenischen Energieministeriums² zu finden.

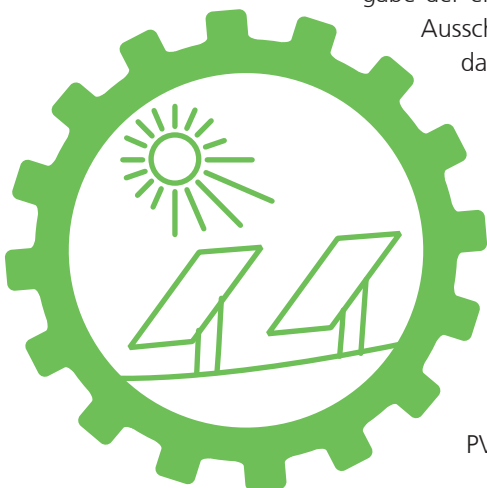
Gern unterstützen wir Sie bei Ihrem Vorhaben in Chile und stehen Ihnen für weitere Fragen jederzeit zur Verfügung.

Kontakt für weitere Informationen:



Mariangela Zerpa Dreyer

Licentiate in Public Accountant (Venezuela)
M.A. Economics and Business (Deutschland)
Tel.: +49 (30) 81 07 95 57
E-Mail: mariangela.zerpa@roedl.pro



¹ Regulierte Stromverbraucher sind Stromverbraucher mit einer Anschlussleistung von maximal 10KW

² http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=121



> Themenspecial Erneuerbare Energien im Fokus:

Förderung, Finanzierung und Potenziale in ausgewählten Wachstumsmärkten

In unseren Themenspecials greifen wir interessante Entwicklungen aus den Bereichen Recht, Steuern und Wirtschaft auf und analysieren sie für unsere Mandanten. Rödl & Partner unterstützt Sie dabei, im schier undurchdringlichen Dschungel der zahlreichen länderspezifischen Förderungen den Überblick nicht zu verlieren, und informiert über relevante Trends und Rahmenbedingungen in der Branche.

Lesen Sie mehr: **Erneuerbare Energien im Fokus**



> Erneuerbare Energien in Indien: Ein Zukunftsmarkt mit Potenzial

Erneuerbaren Energien boomen in Indien. Wegen seiner günstigen geografischen Lage, der Größe des Marktes und nicht zuletzt wegen der vorhandenen Förderprogramme bietet das Land eine interessante Alternative für den gut vorbereiteten Investor

> Südafrika: „Load shedding“ – perfekter Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme?

Als Reaktion auf Eskoms load shedding setzen Südafrikaner zunehmend auf Generatoren und auch auf Photovoltaik- und Speichersysteme, um sich von der unzuverlässigen Strombelieferung des nationalen Versorgers unabhängig zu machen.

> Rahmenbedingungen für Auslandsinvestitionen im Energiesektor in China

Auch in Zukunft ist zu erwarten, dass China innovative Technologien im Energiesektor fördern wird. Das eröffnet auch für ausländische Unternehmen gute Möglichkeiten für Geschäfte in China.

> Anreizmechanismen für EE-Projekte in Mexiko

Mexiko hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2024 35 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen, bis 2050 sogar 50 Prozent. Der Anteil der Erneuerbaren liegt derzeit lediglich bei ca. 25 Prozent. Die mexikanische Regierung steht deshalb jetzt unter Druck.

> Singapur als regionales EE-Technologiezentrum

Trotz erschwelter Bedingungen hat sich Singapur der Aufgabe angenommen, die Erneuerbaren Energien nachhaltig zu fördern und auszubauen. Für manch ein Technologie-Unternehmen dürfte sich ein Engagement lohnen, denn der Markt lockt vermehrt Investoren an.

> Thailand als Wachstumsmarkt für Erneuerbare Energien

Dank unterschiedlicher Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung im Bereich der Erneuerbaren Energien ergeben sich interessante Investitionsmöglichkeiten für deutsche Unternehmen.

> Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Finnland

Als innovationsgetriebenes Land ist Finnland ein besonders interessanter Markt für ausländische Investoren, die sich an der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energiequellen beteiligen möchten möchten.



Rödl & Partner intern



5. Branchentreffen Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien im Wandel – Herausforderungen, Entwicklungen und Potenziale auf globalen Märkten

10. November 2015 in Nürnberg

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 10. November 2015 unser Gast zu sein. Informieren Sie sich umfassend über die Umsetzung von EE-Projekten unter rechtlichen, wirtschaftlichen und steuerlichen Aspekten – aus nationaler und internationaler Sicht.

Erfahren Sie Aktuelles aus erster Hand und diskutieren Sie Ihre Ideen mit Akteuren aus der Branche.

Das erwartet Sie:

- › 35 nationale und internationale Fachvorträge in parallelen Foren mit Praxiswissen aus 17 Ländern
- › Gastvortrag eines Fachexperten der Automobilbranche zum Thema „Automotive Plattformen für stationäre Energiespeicher“
- › Vorträge aus den Bereichen Recht, Steuern und Wirtschaft/Finanzierung
- › Branchenvorträge zu den einzelnen Technologien
- › Podiumsdiskussion zum Thema „Internationale Vertriebsmodelle“
- › Ländermesse mit Experten aus unseren weltweiten Niederlassungen
- › Teilnehmer erhalten unsere Themenspecials gratis als E-Book „Erneuerbare Energien auf dem Weg in eine erfolgreiche Zukunft - Technologie, Branche und globale Märkte“



Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz

M.Sc. Betriebswirtschaft

Tel.: +49 (911) 91 93 35 78

E-Mail: helene.gretz@roedl.com

Alle Informationen finden Sie unter www.roedl.de/branchentreffen-ee



Besuchen Sie uns auf 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

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

Layout/Satz: **Helene Gretz** – 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.