

Potenziale erkennen

E|nEws

Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Juni 2014 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

Deutschland

- > Das neue EEG 2014 2
- > Zukunft der Photovoltaik im EEG 2014 4

Aus aller Welt

- > EE-Tarifkürzungen in Spanien 8
- > Potenzial für Geothermie in Ostafrika 10
- > Photovoltaik in Polen – das Förderungsmodell heute und morgen 12
- > Geschlossene Netze in Italien 14
- > Attraktive Bedingungen für Solarenergie in Weißrussland 16

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 19

Liebe Leserin, lieber Leser,

Energie hält die Welt in Gang, aber die Dynamik der Neuigkeiten, Änderungen und Entwicklungen hält sie in Atem. Seit der letzten Ausgabe unserer E|nEws hat sich viel getan, auch wenn sich manchmal nicht viel geändert hat. Obwohl die Lage in der Ukraine eine völlig andere ist als noch im März, kann hier keine Entwarnung gegeben werden. Russland möchte unter anderem durch die Gaspreise Einfluss nehmen, was in der EU zu Diskussionen bezüglich Sicherheit und Abhängigkeit von russischem Erdgas führt. Ebenso keine Entwarnung wird von Seiten der Klimawissenschaft gegeben. Im Laufe des Jahres werden nach und nach die Ergebnisse des aktualisierten IPCC-Berichtes veröffentlicht, deren Kernbotschaft unumstößlich bleibt: Die menschengemachten Klimagase verursachen einen Temperaturanstieg mit unabsehbaren Folgen für künftige Generationen. Es ist und bleibt demnach eine unserer Hauptaufgaben, an den Ursachen des Klimawandels zu arbeiten. Europaweit sowie international rückt an dieser Stelle häufig die Kernenergie als Option für die CO₂-freie Stromerzeugung in den Fokus. Selbst in Japan wurden die Atommeiler nach dem Schock von Fukushima teilweise wieder hochgefahren. In Deutschland hingegen ist die Diskussion um die Eckkosten der Kernenergie neu entfacht. Grund ist der Vorschlag der vier deutschen Kernkraftwerksbetreiber, die gebildeten Rücklagen für den Rückbau der Kraftwerke in eine Stiftung einzuzahlen, im Gegenzug wären damit die Verpflichtungen für den Rückbau getilgt. Ob dies ein Versuch ist, deutlich höheren Rückbaukosten zu entkommen oder eine echte Sicherungsoption der Gelder im Falle einer Insolvenz der Betreiber, wird die Zukunft zeigen. Doch auch die Branche der Erneuerbaren Energien bleibt in Deutschland ein unruhiges Gewässer. Durch die EEG-Novelle erfahren nahezu alle Technologien Änderungen, die sich sowohl positiv als auch negativ auf die Energieerzeuger und Verbraucher auswirken können. Was genau in dem ab 1. August 2014 geltenden und anzuwendenden Gesetz zu finden sein wird und welche neuen Geschäftsmodelle Erfolg versprechen, bleibt abzuwarten.

Um Sie frühzeitig bei der Einschätzung der sich ergebenden Chancen und Risiken zu unterstützen, haben wir den Regierungsentwurf des EEG in der vorliegenden Ausgabe für Sie genauer unter die Lupe genommen und die wirtschaftlichen Auswirkungen insbesondere für die PV in Deutschland analysiert.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Im Blickpunkt: Deutschland

> Das neue EEG 2014

Von Heike Violen

Im Vergleich zu dem derzeit geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wird deutlich, dass mit der geplanten EEG-Novelle tief greifende Änderungen verbunden sind. Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien soll generell mehr auf eine bedarfsgerechte Erzeugung hinwirken. Die grundsätzliche Pflicht zur Direktvermarktung, die Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe und die Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage sind nur einige Punkte, die einen grundlegenden Systemwechsel erkennen lassen.

Compared to the currently in force Renewable Energy Sources Act (EEG) 2012 in Germany, it is becoming evident that the planned amendment to the EEG will bring about profound changes. In general, the support for electricity production from renewable energies shall strive towards a more demand-based electricity production. The basic direct selling obligation, the tenders to determine the size of monetary support, and the EEG surcharge burden on the consumption of self-generated electricity are only a few points that indicate a fundamental systemic change is underway.

Die geplante Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird voraussichtlich bereits am 1. August 2014 in Kraft treten. Von dem auf den 21. Januar 2014 datierten Eckpunktepapier bis zu dem am 8. April 2014 veröffentlichten „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ der Bundesregierung ist ein – vor dem Hintergrund des geplanten Umfangs der Novelle – nahezu beängstigend kurzer Zeitraum vergangen. Am 5. Mai 2014 wurden die Regelungen hinsichtlich der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für stromintensive Unternehmen nachgereicht. Seit dem 12. Mai 2014 lagen die Empfehlungen der Ausschüsse vor und am 23. Mai 2014 hat der Bundesrat seinen Beschluss gefasst, in dem er jedoch nur kleine „Änderungswünsche“ formuliert. Inwieweit diese umgesetzt werden bleibt abzuwarten.

Es kommt sowohl zu tief greifenden Änderungen bei allen Technologien als auch zu technologiespezifischen Änderungen, die bei der zukünftigen Planung und Realisierung von Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien Berücksichtigung finden müssen. Dies gilt insbesondere für die fixierten Ausbaupfade und für technologiespezifische Ausbauhöchstgrenzen bzw. die damit einhergehende Vergütung. Der mit dem EEG 2014 an vielen Stellen vollzogene Paradigmenwechsel zeigt sich schon an der Benennung: Lautet der vollständige Titel des aktuell geltenden EEG 2012 noch „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“, wird der Titel zukünftig wohl „Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien“ lauten; der „absolute“ Vorrangcharakter der Erneuerbaren Energien wird aufgelöst.

Verpflichtende Direktvermarktung

Ist die Direktvermarktung im aktuell geltenden EEG 2012 noch als Option des Anlagenbetreibers ausgestaltet, die er alternativ zur Einspeisevergütung in Anspruch nehmen kann, wird die (geförderte) Direktvermarktung zukünftig für viele neue Anla-

gen (ab 500 kW_{el}, später 100 kW_{el}) zur Pflicht. Für Bestandsanlagen bleibt die Direktvermarktung jedoch weiterhin optional. Die Einspeisevergütung wird so zur Ausnahme für kleinere Anlagen und zur „Notfalloption“ (mit einem 20-prozentigen Abschlag) bei Ausfällen des beauftragten Direktvermarktungsunternehmens. Mindererlöse der Vermarktung im Vergleich zur Einspeisevergütung gleicht die vom Netzbetreiber zu zahlende Marktprämie aus. Die bisherige Managementprämie entfällt; sie soll im Falle der Direktvermarktung jedoch durch eine gegenüber der Einspeisevergütung um 0,4 Cent/kW bzw. 0,2 Cent/kWh erhöhte EEG-Förderung berücksichtigt werden. Im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Erzeugung soll die Steuerungswirkung der Direktvermarktung gestärkt werden, indem als Fördervoraussetzung die Fernsteuerbarkeit der Anlagen zur Verpflichtung wird.

Streichung und Einschränkung von Privilegien

Das „Grünstromprivileg“ wird ersatzlos gestrichen. Neben tatsächlichen Motiven – dass nämlich die Nutzung ohnehin gering wäre, noch dazu mit sinkender Tendenz – nennt die Begründung zum Gesetzentwurf auch europarechtliche Bedenken der EU-Kommission.



Das „Eigenstromprivileg“ erfährt Einschränkungen insofern, als zukünftig die Eigenstromnutzung mittels Durchleitung über ein Netz der allgemeinen Versorgung – ausgenommen sind die im Gesetzentwurf definierten Bestandsanlagen – generell nicht mehr möglich ist. Privilegiert ist zukünftig der Kraftwerkseigenverbrauch, der Eigenverbrauch aus nicht (mittelbar und unmittelbar) an ein Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Anlagen (Inselnetze, autarke Stromversorgung), die Eigenversorgung von Verbrauchern, die sich zu 100 Prozent mit selbst erzeugtem Strom versorgen und für „Übermengen“ keine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen, und Strom (bis zu 10 MWh/a) aus Kleinanlagen (< 10 kW); nach der Stellungnahme des Bundesrates soll diese „Bagatellgrenze auf 30 MWh/a und < 30 kW angehoben werden. Der Bundesrat will darüber hinaus eine Privilegierung der Stromeigenerzeugung aus „Produktionsnebenprodukten“ oder in wärmegeführten KWK-Anlagen, bei denen die erzeugte Wärme zum Betrieb industrieller Prozesse genutzt wird, ergänzen. Maßgeblich sind hier jeweils der Verbrauch im räumlichen Zusammenhang, ohne die Durchleitung durch das Netz der allgemeinen Versorgung, und der viertelstundengenaue Nachweis der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch. Sonstiger Eigenverbrauch ist grundsätzlich mit der vollen EEG-Umlage belastet, es sei denn, man kann sich auf eine Ausnahmeregelung berufen. Hierfür muss der eigengenutzte Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe und ohne Netznutzung erzeugt und verbraucht werden. Zudem ist ebenfalls ein viertelstundengenaue Nachweis erforderlich. Eine Verringerung der Umlagepflicht um 50 Prozent bzw. 85 Prozent nach der Stellungnahme des Bundesrates ist möglich, falls der Strom in hocheffizienten KWK-Anlagen oder in Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt wird. Unternehmen des produzierenden Gewerbes (nach Abschnitt B oder C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes 2008) erhalten für die eigenerzeugten Strommengen unabhängig von der Effizienz oder des eingesetzten Energieträgers eine Vergünstigung von 85 Prozent.

Die Schlechterstellung, die mit der Belastung des Eigenverbrauchs einhergeht, soll bei Photovoltaikanlagen > 10 kW bis 1 MW durch eine Vergütungserhöhung um 0,3 Cent/kWh kompensiert werden.

Besondere Ausgleichsregelung

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle reduziert auf Antrag die EEG-Umlage für die in einer separaten Anlage aufgeführten Unternehmen, um deren Beitrag zur EEG-Umlage in einem mit ihrer internationalen Wettbewerbssituation vereinbaren Rahmen zu halten und ihre Abwanderung in das Ausland zu verhindern. Dies allerdings nur, soweit dadurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist. Für die stromintensiven Unternehmen sieht das neue EEG 2014 sehr detaillierte Regelungen vor; umfangreiche Übergangs- und Härtefallbestimmungen verkomplizieren diese Bestimmungen zusätzlich. Im Wesentlichen muss das Unternehmen nachweisen, dass die verbrauchte Strommenge an einer Abnahmestelle mehr als 1 GWh betragen hat, dass die Stromkostenintensität (Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens) – je nach Klassifizierung der Anlage – 16 Prozent (2015) bzw. 17 Prozent (ab 2016) oder mindestens 20 Prozent beträgt und dass es ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem betreibt. Die Erleichterung soll jedoch erst ab dem 1 GWh übersteigenden Stromverbrauch eintreten und auf 15 Prozent der EEG-Umlage begrenzt sein. Insgesamt ist die Erleichterung über alle Abnahmestellen des Unternehmens auf einen prozentualen Anteil (0,5 Prozent bzw. 4 Prozent) an der Bruttowertschöpfung begrenzt.

„Atmender Deckel“ und weitere technologiespezifische Änderungen

Bei Photovoltaik haben sich, abgesehen von den Regelungen zum Eigenstrom und dem Wegfall des Grünstromprivilegs, die Rahmenbedingungen nur unwesentlich verschlechtert. Die Technologien Wind und Bioenergie unterliegen nun ebenfalls einem Ausbaukorridor, dessen Überschreitung signifikante zusätzliche Vergütungsreduzierungen nach sich zieht. Für die sonstigen Erneuerbaren Energien wie die Stromerzeugung aus Wasserkraft oder Klär-, Gruben- und Deponiegas ist ein derartiger Ausbaudeckel bisher nicht vorgesehen; der künftige Zuwachs wird hier aber weniger von den jeweiligen Vergütungshöhen als vielmehr von vorhandenen Potenzialen abhängen.

Die Windenergie erfährt eine Verkürzung der erhöhten Anfangsvergütung windreicherer Standorte. Vergleichsweise hart trifft es die Bioenergie, denn infolge der Streichung sämtlicher Boni und einer Begrenzung der anzulegenden Bemessungsleistung werden künftig nur Bioenergieprojekte auf Basis günstiger oder kostenfreier Einsatzstoffe (biogene Reststoffe, Gülle etc.) und mit einem hohen Flexibilitätsgrad wirtschaftliche Zahlen vermelden können. Auch bei der geothermischen Stromerzeugung lassen sich nach der Streichung des Technologiebonus für petrothermale Geothermieprojekte größere Einschnitte feststellen.

Ausschreibungen

Spätestens ab dem Jahr 2017 soll nach dem Gesetzentwurf die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt werden. Es ist



geplant, diesen Systemwechsel unmittelbar nach der Reform durch eine Verordnung zu konkretisieren. Um Erfahrungen mit Ausschreibungen zu sammeln, wird die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen zunächst im Rahmen mehrerer Pilotvorhaben auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. Nach dem Willen des Bundesrates soll jedoch erst ab 2018 – bei entsprechend positiven Ergebnissen der Pilotvorhaben – die Förderhöhe generell über Ausschreibungen ermittelt werden.

Übergangsbestimmungen

Nach den Übergangsbestimmungen des neuen EEG 2014 gelten die neuen gesetzlichen Regelungen grundsätzlich auch für Bestandsanlagen. Dieser Grundsatz wird aber durch eine Reihe von Ausnahmen – in der Regel in den zentralen Übergangsbestimmungen zusammengefasst, teilweise aber auch verteilt über das gesamte Gesetz – entschärft, die die Beantwortung der Frage, welche Regelungen im konkreten Fall denn nun zur Anwendung kommen, maßgeblich erschweren.

Fazit und Ausblick

Auch wenn sich die Rahmenbedingungen nicht verbessert haben, bietet das neue EEG 2014 noch Chancen für Projektentwickler und Investoren. Im Falle der Windenergie bleiben die

allgemeinen Voraussetzungen grundsätzlich positiv und bei der Photovoltaik haben sich die Gegebenheiten zumindest nur unwesentlich verschlechtert. Neuprojekte auf Basis der Bioenergie müssen jedoch gedanklich auf eine vollkommen veränderte Grundlage gestellt werden.

Gerne unterstützen wir Sie bei der Umsetzung Ihrer Projekte im Bereich der Erneuerbare Energien!

Kontakt für weitere Informationen:



Heike Viole

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (911) 9193-36 16

E-Mail: heike.viole@roedl.de

> Zukunft der Photovoltaik im EEG 2014

Von Michael Wunderer

Die Photovoltaik Industrie erlebte in den letzten Jahren in Deutschland bewegende Zeiten. Auf dynamische Zubauraten in den Jahren 2009 bis 2012 und den vollen Auftragsbüchern bei den Herstellern, folgte die Ernüchterung aufgrund des Preisverfalls der PV-Module und hoher Produktionsüberkapazitäten der Modulhersteller. Anschließend hohe Förderkürzungen für PV-Strom haben die Nachfrage zusätzlich stark einbrechen lassen. Der aktuelle Hoffnungsträger – die solare Eigenstromversorgung – wird voraussichtlich durch die geplanten Änderungen im neuen EEG 2014 ausgebremst. Es stellt sich die Frage wie es mit der Photovoltaik weitergehen wird und welche Geschäftsmodelle weiterhin interessant bleiben?

The Photovoltaic Industry has experienced moving times in recent years in Germany. After dynamic expansion rates in the years 2009 up to 2012 and full order books from the manufacturers, it followed disillusionment due to price decline for pv-modules and production overcapacity. Additionally, excessive reduction in the compensation rate has most recently decreased the demand of photovoltaic plants. The upcoming and promising business model with regard to solar own consumption is strongly attacked by the planned changes in the context of the new edition of the Renewable Energy Law 2014. Now the question arises how photovoltaic will proceed and which business models remain interesting in this regard?

Entwicklung der Photovoltaik

Trotz hoher Zubauraten in den Jahren bis 2012 findet in der heimischen PV-Branche zunehmend Unmut Verbreitung. Vor allem setzten überhöhte Förderkürzungen der PV-Branche zuletzt noch weiter zu, weshalb die im Jahre 2013 neu installierte Leistung um mehr als die Hälfte eingebrochen ist. Der anhaltende Rückgang der PV-Zubauraten spiegelt sich aktuell auch in den

für das erste Quartal 2014 veröffentlichten Zahlen der Bundesnetzagentur wider, weshalb bereits heute bezweifelt werden kann, ob die jährliche Zielrate von 2,4 bis 2,6 GW überhaupt zu erreichen ist.

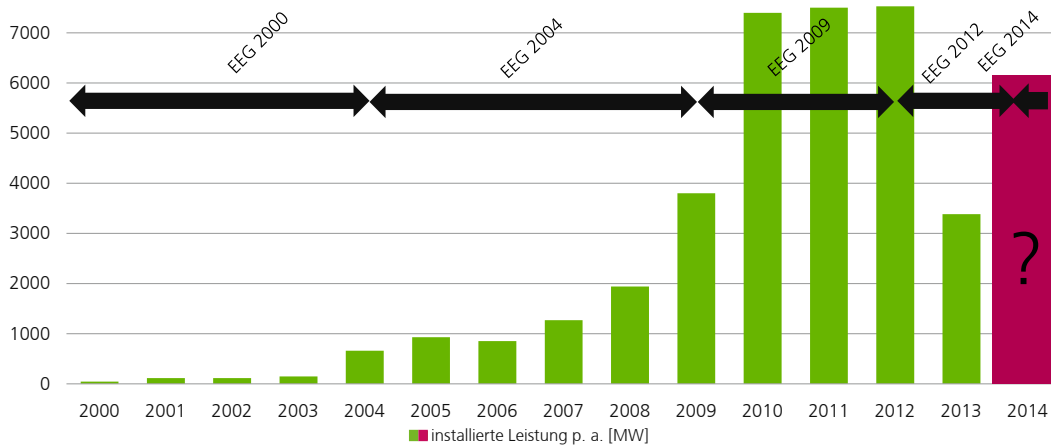
Vor dem Hintergrund des *Gesetzesentwurfs des Bundesministeriums für Energie und Wirtschaft (BMWi) vom 5. Mai 2014 zur*

geplanten Novellierung des EEG stellt sich nun die Frage, ob die für Photovoltaik geplanten Änderungen ausreichend sind, um die PV-Branche langfristig zu stabilisieren. Vieles spricht heute dagegen, denn der aktuelle EEG-Entwurf bietet keine verlässliche Grundlage für erneutes Wachstum bzw. Stabilität, zumal auch die zuletzt stark in Fahrt gekommene solare Eigenstromnutzung im Gewerbekundensegment (siehe Grafik 1) nun mit der EEG-Umlage belastet werden soll und unter diesen Voraussetzungen weniger attraktiv ist.

gehoben werden. Begründet wird dies mit der Kompensation der Eigenstrombelastung.

Die verpflichtende Direktvermarktung für Solarstrom soll schrittweise über die nächsten Jahre eingeführt werden. Die damit verbundenen Vermarktungsmehrkosten sind mit 0,4 Cent/kWh im AW inkludiert, müssen jedoch bei Nichtnutzung der Direktvermarktung und bei Verbleib in der Einspeisevergütung wieder abgezogen werden.

Grafik 1: Installierte Leistung p. a. (MW)



Quelle: Eigene Darstellung, Quelle: <http://www.iwr.de>, Abruf 14. Mai 2014

EEG-Gesetzesentwurf – was ändert sich für Photovoltaik in Deutschland

Nach Veröffentlichung des Referentenentwurfs hat sich insbesondere in der PV-Branche großer Protest breitgemacht. Er richtet sich vor allem gegen die geplante EEG-Umlage-Belastung auf die Photovoltaik-Eigenstromversorgung. Diese und die weiteren geplanten Änderungen für Photovoltaik werden nachfolgend kurz zusammengefasst:

Zielkorridor und Degression

Der Zubau mit Photovoltaik soll weiterhin über den Zielkorridor, gemäß dem Prinzip des „atmenden Deckels“, kontrolliert werden. Im neuen EEG 2014 soll der Zubaukorridor nach den Plänen des BMWi

- > von 2.500 bis 3.500 MW/a auf 2.400 bis 2.600 MW/a reduziert werden und
- > die Basisdegression innerhalb des Zielkorridors statt 1 Prozent nun 0,5 Prozent betragen.

Bei einem Über- bzw. Unterschreiten des Korridors sind Degressionsschritte in Höhe von 0,4 Prozent bzw. 0,25 Prozent vorgesehen; die Schritte werden jeweils zu Quartalsbeginn für die folgenden drei Monate festgelegt. Der Deckel von insgesamt 52 GW für die Solarförderung bleibt bestehen.

Vergütungssätze und verpflichtende Direktvermarktung

Der Vergütungssatz für eingespeisten Solarstrom orientiert sich künftig am anzulegenden Wert (AW). Für Anlagen von 10 kW bis 1 MW soll der bestehende Fördersatz um 0,3 Cent/kWh an-

Umlagebelastung auf eigenverbrauchten Strom

Der EEG-Gesetzesentwurf sieht für alle neuen Stromerzeugungsanlagen eine allgemeine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (wenn auch nur anteilig) auf den Eigenverbrauch vor; dies betrifft auch die solare Eigenstromnutzung. Neue Anlagen, die ab dem **1. August 2014** in Betrieb gehen, werden in Höhe von derzeit 50 Prozent der EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom belastet. Gegenwärtig werden die Änderungsanträge der Ausschüsse und Verbände zum EEG-Gesetzesentwurf der Bundesregierung im Bundesrat diskutiert und abgestimmt. Eine Begrenzung der EEG-Umlagebelastung für eigenverbrauchten Strom aus EE- und KWK-Anlagen soll für alle Betreiber nur mit 15 Prozent der EEG-Umlage belegt werden.

Für Bestandsanlagen, die bereits Eigenstrom nutzen und bestimmte Voraussetzungen erfüllen, gilt eine Ausnahmeregelung; sie sind von dieser Belastung weiterhin befreit. Das gilt auch bei Modernisierungen bestehender Anlagen und bei Ersatzinvestitionen, sofern die installierte Leistung nicht um mehr als 30 Prozent erhöht wird.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes – insbesondere jene, die nicht von der Besonderen Ausgleichsregel profitieren – können gegebenenfalls das Eigenstromprivileg in Höhe von bis zu 85 Prozent der EEG-Umlage ausnutzen.

Die nachfolgende Tabelle stellt die Eigenversorgergruppe und die Belastung von Neuanlagen zusammengefasst dar:

Tabelle 1: PV-Markt Eigenversorgung nach §58 EEG 2014

Eigenversorgergruppe	Belastung von Neuanlagen
Industrieunternehmen, die in der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert sind	15 Prozent der Umlage bis zur Erreichung des jeweiligen Deckels
sonstige Industrieunternehmen	15 Prozent der Umlage
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Privathaushalte	50 Prozent der Umlage für EE- und KWK-Anlagen, im Übrigen 100 Prozent
Kleinanlagen bis 10 kW bis 10 MWh/a	keine
Kraftwerkseigenverbrauch, „Inselanlagen“ und vollständige Versorgung aus EE-Anlagen ohne Inanspruchnahme von Förderung	keine

Quelle: EEG-Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 5. Mai 2014.

Ausschreibungsmodelle

Insbesondere für Freiflächen-Photovoltaik sollen künftig Ausschreibungen erfolgen, die Modalitäten der Ausschreibungsverfahren sind bis dato jedoch wenig konkret. Im Rahmen mehrerer Pilotvorhaben werden zunächst entsprechende Erfahrungen gesammelt.

Wirtschaftliche Auswirkungen der geplanten Änderungen

Aufgrund gesunkener Herstellungs- und Anschaffungskosten in der gesamten Wertschöpfungskette ist Photovoltaik heute neben Wasserkraft und Wind eine der günstigsten Stromerzeugungstechnologien im Markt der Erneuerbaren Energien. Die von der EU eingeführten Importzölle haben jedoch dazu geführt, dass zuletzt die Preise für Photovoltaik im heimischen Markt nicht mehr gesunken bzw. sogar leicht gestiegen sind.

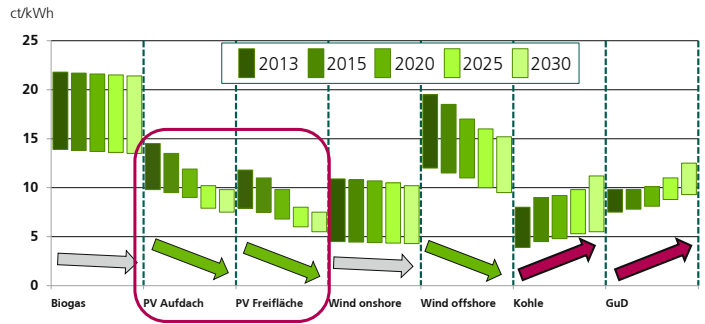
In Deutschland haben sich zuletzt vielversprechende Geschäftsmodelle entwickelt, die Photovoltaik-Anlagen zunehmend als Effizienztechnologie und nicht mehr nur als reine Kapitalinvestition wahrnehmen. Die Vorteilhaftigkeit der solaren Eigenstromerzeugung resultiert vor allem aus den Einspareffekten, die sich in hohem Maße daraus ergeben, dass weder Fremdstrombezugskosten noch Netzentgelte, Abgaben oder Steuern zu entrichten sind. Der Eigenverbrauch von Solarenergie ist somit eines der wenigen Geschäftsmodelle, bei denen Erneuerbare Energien bereits ohne staatliche Förderung wirtschaftlich sind, falls Privilegierungstatbestände für Eigenverbrauch weiterhin gelten.

Ein kurzer Blick auf die Gestehungskosten einer Photovoltaik-Anlage zeigt in diesem Fall, dass diese Kosten häufig unter den Strombezugskosten liegen, die für einen Gewerbebetrieb

durchschnittlich etwa 15 bis 19 Cent/kWh betragen. Die Gestehungskosten von PV-Dachanlagen rangieren derzeit zwischen 10 und 13 Cent/kWh.

Nachfolgende Tabelle zeigt die heutigen und die zu erwartenden durchschnittlichen Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien in den Jahren 2013 bis 2030.

Grafik 2: Stromgestehungskosten in Deutschland



Quelle: Fraunhofer ISE (11/2013).

Die Belastung durch die EEG-Umlage müsste zum Vergleich auf die Gestehungskosten aufgeschlagen werden. Eine EEG-Umlage von heute 3,12 Cent/kWh für solare Eigenstromnutzung würde die Eigenstromerzeugungsanlage zwar nicht zwangsläufig unwirtschaftlich machen, jedoch hat die Belastung erheblichen Einfluss auf die Rendite und Amortisationszeit der Anlage.

Fallbeispiel Photovoltaik Eigenstromversorgung

Vor allem größere Wohnimmobilien und Gewerbebetriebe, die ihren Solarstrom vom eigenen Dach oder vom Vermieter für den Eigenbedarf beziehen, werden aufgrund der geplanten Änderung stark beeinträchtigt. Mieter, die ihren Solarstrom vom Dach des Vermieters beziehen, sollen mit der vollen EEG-Umlage in Höhe von derzeit 6,24 Cent/kWh belastet werden. Somit ist dieser Geschäftsbereich von den geplanten Änderungen besonders stark betroffen; die generelle Wirtschaftlichkeit muss im Einzelfall betrachtet werden.

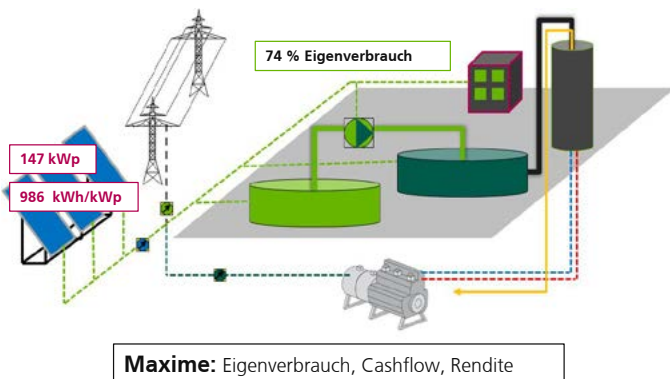
Das nachfolgende Beispiel vergleicht ein Eigenverbrauchsmodell in Zusammenhang mit einem Klärwerk auf Basis des EEG 2012 mit den geplanten Änderungen durch das EEG 2014.

Tabelle 2: Prämissen

Finanzierung:	75 % FK und 25 % EK
EK-Zins:	7 %
WACC:	4,5 %
Investition (indikativ):	1.000 €/kWp (netto)
Betrachtungszeitraum:	20 Jahre

Quelle: Rödl & Partner.

Grafik 3: Projektbeispiel PV-Freifläche –
Eigenverbrauch Kläranlage



Quelle: Rödl & Partner.

Tabelle 3: Ergebnisse Beispielrechnung

	Ohne EEG-Umlage	50 % EEG Umlage
LCOE Gestehungskosten (Netto) + EEG-Umlage	13,90 Cent/kWh	13,90 Cent/kWh + 3,12 Cent/kWh
IRR EK	10,13 %	-1,05 %
IRR GK	6,60 %	2,04 %
Cashflowzufluss	121.576 €	30.345 €

Quelle: Rödl & Partner.

Die im Beispiel getroffenen Prämissen (siehe Tabelle 2) sind exemplarisch und dienen der Vollständigkeit der Betrachtung. Obwohl mit der gewerblichen Nutzung ein relativ hoher Eigenverbrauchsanteil möglich ist, ist klar zu erkennen, dass ein Modell mit ursprünglich guter EK-Verzinsung bei Belastung mit der EEG-Umlage stark an Wirtschaftlichkeit verliert. Tendenziell werden PV-Anlagen in diesem Segment erst über einen Betrachtungszeitraum ab 25 Jahren wieder attraktiv, da die Investition auf eine längere Zeit umgesetzt werden kann, was zu geringeren Gestehungskosten führt.

Privathaushalte mit einer installierten PV-Leistung unter 10 kWp bleiben bis 10 MWh/a von der EEG-Umlage weiterhin befreit. In diesem Segment ist somit ein Zuwachs zu erwarten. Günstige und marktreife Batteriespeicherlösungen, die den Eigenverbrauchsanteil weiter erhöhen, werden für diesen Anwendungsfall zunehmend interessanter.

Photovoltaik auf dem internationalen Markt

In vielen südlichen Ländern, insbesondere in sonnenreichen Gebieten wie Italien, kann Photovoltaik in Bezug auf die Gestehungskosten bereits mit Strom aus konventionellen Energieträgern auf dem freien Markt konkurrieren. Bei günstigen Rahmenbedingungen und Finanzierungsbedingungen bieten sich interessante Investitionsmöglichkeiten, die eine ausreichende

Rendite für den Investor ermöglichen und einen vollständigen Verzicht auf staatliche Fördermittel erlauben.

Ausblick auf Photovoltaik in Deutschland und im Ausland

Vor dem Hintergrund der geplanten Änderungen auf der Grundlage des vom BMWi erstellten EEG-Gesetzentwurfes vom 5. Mai 2014 ergeben sich keine Verbesserungen für Photovoltaik in Deutschland. Die Belastung mit der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom von solaren Stromanlagen bremst den aufkeimenden Hoffnungsträger der PV-Branche teilweise aus. Für Privathaushalte unterhalb der Bagatellgrenze ergeben sich weiterhin gute Investitionsmöglichkeiten.

Das Geschäft mit Photovoltaik wird sich auch weiterhin auf das Ausland konzentrieren müssen. Italien beispielsweise bietet für Eigenerzeugungsanlagen im Kontext neuer rechtlicher Rahmenbedingungen für Gewerbe- und Industriebetriebe sehr günstige Voraussetzungen.

Allerdings werden auch in Deutschland der Eigenverbrauch und die Lokalstromversorgung von privaten und gewerblichen Stromverbrauchern weiterhin eine zentrale Rolle spielen. Jedoch wird bei Einführung der geplanten Umlagebelastung die Eigenstromnutzung in den meisten Fällen nicht mehr wirtschaftlich sein. Inwieweit sinkende Modul- und Wechselrichterpreise sowie der Zugang zu günstigen Finanzierungsbedingungen und die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle Eigenversorgungsmodelle weiterhin beflügeln können, ist fraglich. Auch Importzölle verhindern aktuell, dass Photovoltaik Preise sinken können. Im Bundesrat wird gegenwärtig auf Basis der Änderungsvorschläge der Verbände und Ausschüsse über die Höhe der EEG-Umlage und eine Begrenzung auf max. 15 Prozent diskutiert.

Die PV-Branche hat großes Potenzial, wenn man sie nur lässt!

Rödl & Partner unterstützt Sie bei Ihrem PV-Vorhaben von der Projektidee über die Umsetzung und den Betrieb bis hin zum Betriebsende. In jeder Phase des Projektes können wir aus rechtlicher, steuerlicher und wirtschaftlicher Sicht im In- und Ausland interdisziplinär beraten.

Kontakt für weitere Informationen:



Michael Wunderer

MSc. Management and Economics

Tel.: +49 (911) 91 93-36 26

E-Mail: michael.wunderer@roedl.com

Aus aller Welt

> EE-Tarifkürzungen in Spanien

Leitlinien der spanischen Banken bei der Refinanzierung und sogenannter „Vorkonkurs“

Von Magdalena Bertram und Sönke Schlaich

Seit Ende 2010 kürzt Spanien nach und nach die Fördertarife für EE-Anlagen. Waren es anfangs nur Produktionsstundenbegrenzungen, kam bald die weitgehende Streichung des Inflationsausgleiches hinzu. Das Ganze gipfelte im Sommer 2013 in einer völligen Umgestaltung des Tarifsystems und der rückwirkenden Fixierung der Rentabilität für bestehende Solarinvestitionen. Die zumeist fremdfinanzierten Anlagen haben Refinanzierungsbedarf. Banken ihrerseits müssen Rückstellungen vermeiden. Wir stellen in diesem Artikel den Stand der Tarifkürzungen sowie die neuen Rückstellungsleitlinien für spanische Banken dar. Zuletzt blicken wir auf das Instrument des „Vorkonkurses“, das Banken zum Handeln veranlasst.

Since end of 2010 the Spanish government has been cutting down feed-in tariffs towards renewable energy plants. First came the limitations on production hours, then compensations of inflation were cancelled. This trend hit an all-time high in the summer of 2013: the tariff system underwent a complete transformation and the rate of return for already existing solar investments was reset retroactively. Most of these plants have a high financial leverage and are in need of refinancing. Conversely, banks must avoid provisions. This article addresses the current state of the cut-backs of tariffs as well as the new guidelines Spanish banks must follow, regarding provisions. Furthermore, we will take a look at the new "pre-insolvency proceeding", which aims to prompt a negotiation with the banks.

I. Derzeitige Situation der Erneuerbare-Energien-Branche

Die spanische Erneuerbare-Energien-Branche mit mehr als 64.000 gebauten Anlagen und 45 Mrd. Euro Verbindlichkeiten befindet sich in einem komplexen Refinanzierungsprozess, in dessen Rahmen Schuldenerlasse und längere Tilgungsfristen vereinbart werden müssen.

Trotz der im Königlichen Gesetzes-Dekret (RDL) 9/2013 vom 12. Juli 2013 (nachstehend das „EE-Dekret“) geregelten Abschaffung des Prämien-Systems werden gegenwärtig de facto noch Prämien als Anzahlung auf eine gesetzlich noch auszugestaltende Zuzahlung über Marktpreis (die sogenannte „zweckspezifische Vergütung“) bezahlt. Seit der Verabschiedung des neuen Energiemarktgesetzes im vergangenen Dezember wird das Tarifdefizit, also die über Jahre aufgelaufene Einnahmen-Ausgaben-Differenz, nicht mehr nur von den fünf großen Stromversorgern (sogenannter UNESA-Verband) getragen, sondern von allen am Stromsystem Beteiligten, einschließlich der EE-Erzeuger.

Hinzu kommt, dass seit 1. Januar 2014 die EE-Förderung nur ausbezahlt wird, wenn 2014 entsprechende Einnahmen erwirtschaftet wurden. Den Anlagenbetreibern werden in den ersten Monaten des Jahres folglich nicht 100 Prozent der ihnen zustehenden Vergütung ausgeschüttet, weshalb sie Darlehen vorübergehend nicht bedienen können. Einzig sicher ist dabei nur, dass zum Jahresende nicht mehr als 2 Prozent der Gesamtvergütung ausstehen dürfen.

Da das alte Vergütungssystem („Prämie“) de facto immer noch Anwendung findet und die Kreditnehmer ihre Kredite – wenn

auch verspätet – bedienen, sind Refinanzierungsentscheidungen noch nicht getroffen. Sowohl der spanische Bankensektor als auch die EE-Branche erwarten mit Spannung die Veröffentlichung der Durchführungsvorschriften, die die neue „zweckspezifische Vergütung“ regeln sollen.

Diese Reform wird das Vergütungssystem der EE-Branche nachhaltig verändern. Geplant ist ein starres Rentabilitätssystem, das rückwirkend ab Inbetriebnahme der Anlagen anzuwenden ist. Ausschlaggebend für die Rentabilität wird nicht nur das Volumen des erzeugten Stroms sein, sondern auch die Effizienz der Anlagen. Eine Überprüfung alle drei oder sechs Jahre ist in Grenzen möglich.

Obgleich das neue Vergütungssystem eine erhebliche Kürzung der EE-Förderung bedeutet, verbessert sich die Planbarkeit der Einnahmen. Das sollte es dem besonders betroffenen Bankensektor ermöglichen, die Bedingungen der Refinanzierung einfach zu definieren.

II. Verschlechterung der Bonität und möglicher Bedarf einer Refinanzierung

In dieser Situation einer verschlechterten Bonität der Kreditnehmer, einer unangemessenen Wirtschafts- oder Finanzstruktur und/oder eines für den Schuldendienst unzureichenden Cashflows sehen sich viele Kreditnehmer zur Refinanzierung oder Restrukturierung ihrer Schulden genötigt. Bisher verhielt sich der Bankensektor diesbezüglich überaus zurückhaltend, nicht zuletzt wegen der Vorgaben der *Banco de España* hinsichtlich der Refinanzierungspolitik und der Deckungsanforderungen betreffend das Zahlungsunfähigkeitsrisiko des Kunden.

Die spanische Notenbank *Banco de España* verlangt von den Kreditinstituten, dass sie sowohl in Krisen- als auch in guten Zeiten eine Reihe von Rückstellungen (eine spezifische wie auch eine pauschale Rückstellung) zur Absicherung bestimmter Kreditausfallrisiken bilden.

Damit wollte die *Banco de España* vermeiden, dass sich die Restrukturierungen in den Vermögenswerten der Kreditinstitute in buchhalterische Schlupflöcher verwandeln, die den latenten Zahlungsverzug des Sektors kaschieren. Möglich wäre dies, indem die Kreditinstitute derartige Forderungen mit einem „normalen Risiko“ ausstatten und somit deutlich niedrigere Rückstellungen bilden müssten als für Forderungen, die mit einem Standardrisiko oder einem „bedenklichen Risiko“ versehen sind. Die größten Kreditinstitute in Spanien haben 127 Mrd. Euro in Refinanzierungen ausgewiesen, wovon die Hälfte mit „normalem Risiko“ ausgestattet und somit nicht durch Rückstellungen gesichert ist.

Die *Banco de España* hatte zunächst geplant ein Rundschreiben zu erlassen, mit dem das derzeitige Rechnungslegungssystem für alle von den Banken neu verhandelten Darlehen durch erhöhte Rückstellungen geändert werden sollte. Zu guter Letzt hat die Notenbank eine schlichte „Mitteilung“ herausgegeben, die die Klassifizierung der refinanzierten oder neu strukturierten Kredite abschwächt (nachstehend die „Amtliche Mitteilung“). Die Grundidee beruht darauf, dass ein Kreditinstitut bei nicht nur vorübergehenden Zahlungsschwierigkeiten eines Kunden

die Forderung – je nach Schwere der finanziellen Schwierigkeiten – selbst dann als zweifelhaft oder als „unter Standard“ einordnen muss, wenn es grundsätzlich eine strenge Refinanzierungspolitik verfolgen sollte. Wird ein Kunde als säumig angesehen, muss die Bank die Rückstellungen für die betreffende Forderung erheblich erhöhen.

Konkret lassen sich die Regelungen wie folgt zusammenfassen:

- (a) Der Entschluss muss sich auf eine individuelle Prüfung der aktuellen Einnahmenquellen des Kreditnehmers stützen.
- (b) Die Bedingungen müssen sich auf ein realistisches Zahlungsschema stützen.
- (c) Über den Wert der bestehenden Sicherheiten müssen aktualisierte Schätzungen eingeholt werden.
- (d) Die Entscheidungen sollen regelmäßig überprüft werden.

Grundsätzlich werden die Geschäftsvorgänge als „unter dem Standard liegendes Risiko“ (also als Transaktionen, die hinsichtlich der Zahlungen zwar auf dem Laufenden sind, bei denen jedoch Zweifel bezüglich einer möglichen Nichterfüllung in der Zukunft bestehen) eingestuft, solange keine objektiven Umstände für eine Klassifizierung als „normales Risiko“ oder „zweifelhaftes oder bedenkliches Risiko“ vorliegen. Die Risikokategorie „unter dem Standard liegend“ verpflichtet die Kreditinstitute, Rückstellungen in Höhe von 15 Prozent der entsprechenden Forderungen zu bilden, um das Kreditausfallrisiko abzusichern. Im Gegensatz dazu weisen die als „bedenklich“ eingeordneten Kredite bereits die eine oder andere offene Zahlung aus. Für die Zuordnung eines „normalen Risikos“ oder eines „bedenklichen Risikos“ sind folgende Voraussetzungen zu erfüllen:

- (a) Den Status „Normales Risiko“ erhalten Geschäftsvorgänge, bei denen man über entsprechende objektive und nachprüfbare Hinweise dafür verfügt, dass die zuverlässige Einziehung der Forderungen sehr wahrscheinlich ist. Unter anderem wird dabei berücksichtigt:
 - (i) das Fehlen von Klauseln, die die Einschätzung der tatsächlichen Zahlungsfähigkeit des Kreditnehmers behindern;
 - (ii) das Vorliegen eines Tilgungsplans, der die Anpassung an einen vergleichbaren Zufluss wiederkehrender Einnahmen des Kreditnehmers, nach Abzug früherer Bedürfnisse des Schuldendienstes, garantiert.
- (b) Mit einem „bedenklichem Risiko“ werden Geschäftsvorgänge bewertet, bei denen eine „Schwäche“ in der Zahlungsfähigkeit des Kreditnehmers festgestellt wird, wobei folgende Faktoren zu berücksichtigen sind:
 - (i) die Beibringung neuer Sicherheiten oder die Befriedigung zahlungsanhängiger Zinsen;
 - (ii) Tilgungskarenzzeiten, die eine Laufzeit von 30 Monaten überschreiten;



- (iii) die Zulässigkeit früherer Refinanzierungen oder Restrukturierungen.

Hieraus resultiert die Zurückhaltung der Banken, als Kreditgeber Refinanzierungs- oder Restrukturierungsprozesse einzuleiten, denn diese würden die Banken verpflichten, zur Deckung des Kreditausfallrisikos höhere als die aktuellen Rückstellungen zu bilden. Festzustehen scheint, dass eine fallweise Ermittlung des künftigen Free Cashflow die Verhandlungsgrundlage für die Bank sein wird, denn aus dessen Berechnung ergibt sich die Refinanzierungsmöglichkeit oder der Abschreibungsbedarf. Der Investor sollte seine Verhandlungstaktik danach ausrichten.

III. Anzeige der Insolvenz und Vorkonkurs

Das spanische Konkursgesetz (LC 23/2003) sieht in *Artikel 5 bis* die Möglichkeit des sogenannten Vorkonkursantrags vor: Der Schuldner zeigt gegenüber dem zuständigen Konkursgericht seine aktuelle Insolvenz an und beantragt, die kurze Konkursantragsfrist von zwei Monaten ab Eintritt der Insolvenz aufgrund laufender Verhandlungen über eine Refinanzierung um maximal vier Monate zu verlängern. Erlangt der Schuldner bezüglich der neuen Frist keine Einigung, muss ein Konkursantrag gestellt werden.

Im Verhältnis zu Banken gilt Folgendes: Seit März 2014 können zum einen schon in der Phase des Vorkonkurses laufende Sicherheitenverwertungen ausgesetzt werden, soweit für den Betrieb wesentliche Aktiva betroffen sind, z. B. Einspeisevergütungen oder PV-Technik. Zum anderen bedeutet die Vorkonkursorklärung, dass die Bank die betreffende Forderung als „bedenklich bzw. zweifelhaft“ einzustufen hat mit der Folge, dass sie die Rückstellungen erhöhen muss. Die Bank ist zur Refinanzierung oder Restrukturierung quasi „verpflichtet“. Es ist

wahrscheinlich, dass die Bank dieser Situation durch frühzeitige insolvenzfeste Refinanzierung der Schuld zuvorkommen will, um im Rahmen der bankrechtlichen Grenzen das „normale Risiko“ wiederherzustellen oder zu halten. Der Gesetzgeber hat ein probates Druckmittel geschaffen, das oft erheblich besser zur Sanierung der PV-Investition geeignet ist als der schleppend bearbeitete Konkursantrag selbst.

Kontakt für weitere Informationen:



Magdalena Bertram

Abogado (Spanien)

Tel.: +34 (91) 535 99 77

E-Mail: magdalena.bertram@roedl.es



Sönke Schlaich

Rechtsanwalt & Abogado (Spanien)

Tel.: +34 (91) 535 99 77

E-Mail: soenke.schlaich@roedl.es

> Potenzial für Geothermie in Ostafrika

Geothermieprojekte in Äthiopien, Kenia, Tansania, Ruanda, Uganda und Dschibuti

Von Ulrike Brückner

Das Geothermiepotenzial Ostafrikas beläuft sich auf mehr als 15.000 MW. Kenia produziert bereits einen nennenswerten Umfang an geothermischem Strom von rund 250 MW und in Äthiopien soll demnächst Afrikas größtes Geothermiekraftwerk gebaut werden. Die Kommission der Afrikanischen Union beauftragte Rödl & Partner mit dem Management des sogenannten „Geothermal Risk Mitigation Facility“ (GRMF) in Kooperation mit MANNVIT, der führenden isländischen Ingenieurs- und Technologieberatungsfirma mit Schwerpunkt Geothermie. Die Grundidee von GRMF ist es, die enormen finanziellen Risiken, die mit einer Bohrung nach geothermischen Ressourcen verbunden sind, abzufedern.

The technical potential of geothermal energy in East Africa represents an electrical capacity of 15,000 MW. Kenya is already producing a considerable amount of about 250 MW of geothermal energy and in Ethiopia Africa's largest geothermal station shall soon be built. The African Union Commission has entrusted an international consortium under the leadership of Rödl & Partner in cooperation with MANNVIT, Iceland's largest consultancy firm in the field of engineering & technology with special emphasis on Geothermal Energy, with the management of GRMF. The basic idea of GRMF is to cushion the financial risks a drilling of wells to exploit geothermal resources is generally combined with.

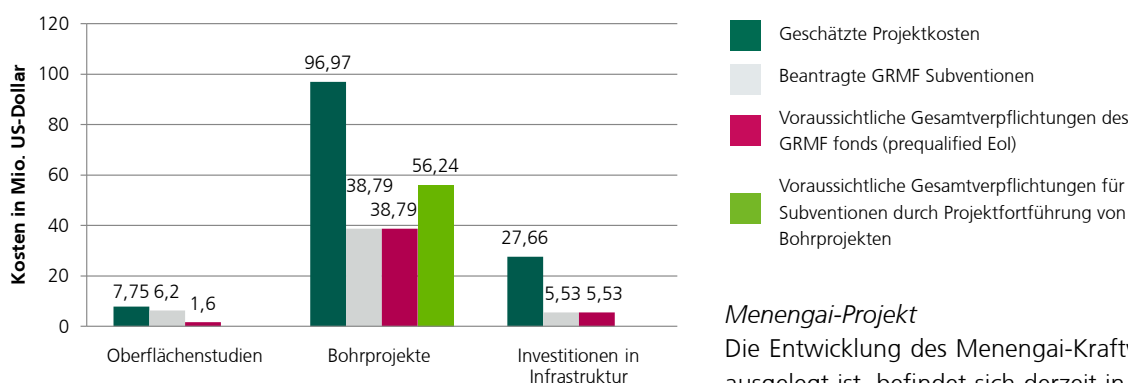
Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF)

Die Tiefengeothermie gilt in Fachkreisen als der „Hidden Champion“ der Erneuerbaren Energien. Die Grundlastfähigkeit, der hohe Energieoutput und somit das CO₂-Senkungspotenzial sowie die Möglichkeit der nachhaltigen direkten Wärme- und Kältenutzung machen sie zu einer der vorteilhaftesten Erneuerbaren Energien. Wesentliche Hürden sind allerdings die hohen Investitionskosten und das mit der Exploration der Energie verbundene Risiko.

Um eben dieses Risiko abzufedern, hat die „African Union Commission“ (AUC) in Kooperation mit dem Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) und dem „EU-Afrika Infrastructure Trust Fund“ der KfW im April 2012 das Projekt „Geothermal Risk Mitigation Facility“ (GRMF) ins Leben gerufen mit dem Ziel, öffentliche und private Investoren zu motivieren, im Rahmen der Identifizierung und Entwicklung geothermischer Ressourcen aktiv zu werden. Dies erfolgt im Rahmen von Direktsubventionen für geologische Studien und Explorationsbohrungen, wobei bereits 50 Millionen Euro für künftige geothermische Kraftwerksprojekte in Ostafrika bereitgestellt wurden. Aktuell bezieht sich GRMF auf die Länder Kenia, Äthiopien, Ruanda, Tansania und Uganda und soll in einer zweiten Runde auch auf Burundi, die Komoren, Dschibuti, die Demokratische Republik Kongo, Eritrea und Sambia ausgeweitet werden.

Das Konsortium um Rödl & Partner ist für die Verwaltung der hauptsächlich von KfW und EU für den Fonds zur Verfügung gestellten Gelder verantwortlich, die im Wege von Ausschreibungen den siegreichen Bewerbern zugeteilt werden. Konkret bedeutet das, dass Rödl & Partner die Afrikanische Union bei Entwurf, Durchführung, Umsetzung und Auswertung der Ausschreibungsverfahren als Berater unterstützt. Dabei wird Rödl & Partner insbesondere die ökonomischen und rechtlichen Fragestellungen abdecken.

Grafik 4: Expression of Interest (Eoi) in der 2. Antragsrunde (pre-qualification round)



Quelle: Geothermal Risk Mitigation Facility for Eastern Africa, www.grmf-eastafrika.org/news/archive/2013/03/, Abruf 14. Mai 2014.

Geothermiekraftwerk Äthiopien

Im Juli 2014 soll in Äthiopien mit den vorbereitenden Bohrungen für das „Corbetti-Geothermiekraftwerk“ begonnen werden. Die isländische Firma „Reykjavík Geothermal“ hat im Oktober 2013 mit der äthiopischen Regierung eine entsprechende Vereinbarung unterzeichnet. In der ersten Bauphase, die möglicherweise bis zu 16 Jahre dauern kann, soll ein Kraftwerk mit einer Kapazität von 500 MW entstehen. Die Kosten für die Bauphase sollen sich auf etwa 2 Mrd. US-Dollar belaufen. Mithilfe privater Geldgeber aus den USA will die „Reykjavík Geothermal“ genügend Finanzmittel auftreiben, um vorerst fünf Bohrungen vorzunehmen, damit die ersten 20 MW Kapazität installiert werden können. Der dadurch erzeugte Strom wird an die staatliche äthiopische Stromgesellschaft verkauft.

Weitere Geothermieprojekte in Ostafrika

Kenia

Die Geothermal Development Company (GDC) in Kenia benennt in ihrem 2012 vorgestellten Zehnjahresplan fünf Geothermieprojekte, die insgesamt 2.580 MW produzieren sollen. Für die nächsten 20 Jahre wird die Erzeugung von bis zu 5.000 MW an geothermischer Energie anvisiert. Afrikas erstes Geothermiekraftwerk „Olkaria I“ ist das Vorzeigeprojekt der staatlichen Kenya Electricity Generating Company (KenGen). Vor 20 Jahren ging „Olkaria II“ mit finanzieller Unterstützung der KfW ans Netz. In der Anlage „Olkaria II“ steht eine Dampfmenge mit einem energetischen Potenzial von 98 MW zur Verfügung, das die beiden 35-MW-Generatoren nicht vollständig ausnutzen können. Das „Clean Development Mechanism Project“ (CDM) sieht eine Erweiterung der Anlage um einen dritten Generator mit einer Leistung von 35 MW vor. Die erzeugte Energie kann dann um 276.000 MWh auf 820.800 MWh pro Jahr erhöht werden. Mit dem Ausbau des bestehenden Kraftwerkes „Olkaria II“ sollen eine bessere Elektrifizierung der ländlichen Gebiete erreicht und neue Arbeitsplätze geschaffen werden.

Neben dem Vorzeigekraftwerk „Olkaria“ gibt es in Kenia noch weitere Geothermieprojekte:

Menengai-Projekt

Die Entwicklung des Menengai-Kraftwerkes, das auf 400 MW ausgelegt ist, befindet sich derzeit in der ersten Bauphase. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 847 Mio. US-Dollar. Wichtige Finanzgeber sind die Europäische Investitionsbank (EIB), der Climate Investment Fund in Zusammenarbeit mit der afrikanischen Entwicklungsbank, die französische Agence Française de Déve-

loppement, die Weltbank und die kenianische Regierung.

Bogoria-Silali-Projekt

Die Projektkosten wurden auf etwa 1,16 Mrd. US-Dollar veranschlagt. Erste Zahlungsverprechen für Phase I kommen von der US-amerikanischen Exim Bank (300 Mio. US-Dollar) und der KfW-Bankengruppe (100 Mio. US-Dollar). Auch GRMF fördert das Projekt mit 4,25 Mio. US-Dollar (Stand: März 2014).

Suswa-Phase-I-Projekt

Das Projekt ist zurzeit in Planung. Die indische Exim Bank hat 200 Mio. US-Dollar in Aussicht gestellt.

Tansania

Tansania hat sehr gute geologische Voraussetzungen für Geothermie. Das kenianische Rift Valley setzt sich auf tansanischem Gebiet fort. Hier will die „Geothermal Power Tanzania Ltd.“ als erstes Unternehmen im Land ein Geothermiekraftwerk bauen. Die Kosten werden mit 350 Mio. US-Dollar angegeben. Die Anlage soll bis zu 140 MW liefern können und voraussichtlich 2018 ans Netz gehen. In der südlichen Mbeya-Region wurde bereits mit zwei Bohrungen begonnen.

Ruanda

Im Rahmen des neuen Staatshaushalts hat Ruanda rund 13 Mio. US-Dollar für geothermische Probebohrungen bereitgestellt. Bei Erfolg wird kurzfristig ein 10-MW-Kraftwerk gebaut, das noch 2014 ans Netz gehen könnte. Ruanda hat ein nennenswertes Geothermiepotenzial in Gisenyi (200 MW), Karisimbi (320 MW), Kinigi (120 MW) und Bugarama (60 MW).

Uganda

Auch Uganda betrachtet Geothermie als eine Option für die zukünftige Energiegewinnung. Dafür sollen in einem ersten Schritt die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen und sodann konkrete geologische Untersuchungen durchgeführt werden.

Dschibuti

Dschibuti will mithilfe der Afrikanischen Entwicklungsbank ein 50-MW-Geothermieprojekt in der Region des Assalsees realisieren. Die erste Phase soll 32 Mio. US-Dollar kosten und als Public Private Partnership organisiert werden. Der Staat will die ersten Probebohrungen niederbringen, ein privater Partner soll alle weiteren Schritte übernehmen. Dschibuti hätte das Potenzial, seinen gesamten Strombedarf durch Geothermiekraftwerke zu decken. Zurzeit wird der Bedarf allein durch veraltete, teure und umweltbelastende Dieselmotorkraftwerke sowie importierten Strom aus Äthiopien gedeckt. Die entsprechend hohen Strompreise kann sich jedoch nur die Hälfte der Bevölkerung leisten.

Die nordöstlich gelegenen Länder Ostafrikas wie Äthiopien, Kenia und Dschibuti haben aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten grundsätzlich die besseren Chancen, auf Hochenthalpie zu treffen. Das bedeutet, dass die Stromgestehungskosten in diesen Ländern (Preis pro kWh) voraussichtlich niedriger sind als in den anderen Ländern des African Rift Valley.

Wir beobachten die Entwicklungen in Sachen Geothermie in Ostafrika weiter für Sie. Melden Sie sich gern bei uns bei weitergehenden Fragen zu diesem Artikel!

Kontakt für weitere Informationen:



Ulrike Brückner, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +27 (11) 479-30 00

E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.pro

> Photovoltaik in Polen – das Förderungsmodell heute und morgen

Von Piotr Mrowiec, LL.M.

Am 28. März 2014 hat die polnische Regierung nach drei Jahren den Entwurf des Gesetzes der Erneuerbaren Energien in einer Kabinettsitzung beschlossen. Üblicherweise sollte dieser innerhalb von Tagen im Parlament eingereicht und dort den gesetzgeberischen Prozessen unterzogen werden. Die Regierung hat den Entwurf jedoch auch nach über einem Monat dem Sejm (polnischer Senat) nicht übergeben, was zu einem weiteren Verzug bei der Verabschiedung des EEG führen wird. Selbst wenn das Gesetz schließlich vom Präsidenten unterzeichnet wird, bedeutet das keineswegs, dass das neue Förderungsmodell in Form eines Auktionssystems in Kraft treten wird. Die ersten Auktionen werden voraussichtlich erst 2017 oder 2018 stattfinden.

After three years of work the Polish government finally adopted the Renewable Energy Bill at the cabinet meeting on 28 March 2014. Usually, the bill should be submitted to the parliament for processing within a few days. However, the government has not presented the Renewable Energy Bill to the Sejm (lower house) for over one month, which will result in a further delay in its passing. Even if the Renewable Energy Act is finally signed by the President, it does not at all mean that the new subsidy model in form of an auction system will become effective. The first auctions will probably take place no earlier than in 2017 or 2018.

Extra lange vacatio legis

Der neue EEG-Entwurf beinhaltet sehr lange Übergangsvorschriften. Das neue Förderungsmodell soll erst zwölf Monate nach der Zustimmung der Europäischen Kommission in Kraft treten. Dazugerechnet werden muss die Zeit, in der der Gesetzentwurf von der Europäischen Kommission der Kontrolle auf Vereinbarkeit mit den Vorschriften der öffentlichen Beihilfe unterzogen wird. Das Verfahren in Brüssel ist sehr fallspezifisch und es kann davon ausgegangen werden, dass es mindestens zwölf Monate dauern wird. Auch darf nicht vergessen werden, dass der EEG-Entwurf von der Sejm bisher noch nicht einmal prozediert wurde. Optimistisch betrachtet wird das Gesetz somit erst Ende des Jahres verabschiedet, und wenn man das Verfahren vor der Kommission und die Legisvakanz addiert, werden die ersten Auktionen frühestens im Jahr 2017 stattfinden. Es ist aber nicht ausgeschlossen, dass die Regierung den Entwurf zunächst zur Erlangung der Zustimmung nach Brüssel schickt und der Sejm den Entwurf erst danach verabschiedet – doch würde dieser Weg auch keine beschleunigende Wirkung auf das Inkrafttreten der Vorschriften für das Auktionssystem haben. Bis dahin sollen die bisherigen, leicht modifizierten Förderungsbestimmungen (quota system) Gültigkeit behalten.

Bisherige Regelungen

Bis das Auktionssystem in Kraft tritt, wird weiterhin das jetzige Förderungsmodell, das quota system, gelten. Die bisherigen Anlagen werden durch ziemlich komfortable Übergangsvorschriften geschützt, wonach die Erzeuger von Strom aus EE-Anlagen über einen Zeitraum von fünfzehn Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage Herkunftszertifikate erhalten (ein Zertifikat pro MWh hergestellter Energie). Den Referenzpreis für die Zertifikate bildet die Höhe der nicht indexierten Ersatzgebühr, die auf 303,03 PLN/MWh (72,34 Euro/MWh) festgelegt ist. Solche Regelungen, zusammen mit dem gesetzlich bestimmten Festpreis für angekaufte Energien, der dem durchschnittlichen Energieverkaufspreis auf dem Konkurrenzmarkt im Vorjahr entspricht, sind für die Windbranche höchst erfreulich. Zurzeit starten Investoren einige Projekte, um noch in das alte System einsteigen zu können und sich einigermaßen vorhersehbare Renditen zu sichern. Für den PV-Sektor und Biogasanlagen ist diese Vergütung (grüne Zertifikate plus Energieverkaufspreis ergeben eine Vergütung in Höhe von 10 Cent/kWh) jedoch nicht ausreichend. Die Biogasanlagenbetreiber können sich seit Kurzem auf die Wiedereinführung von gelben Zertifikaten freuen, die eine zusätzliche Geldquelle darstellen. PV-Anlagen rechnen sich hingegen fast nur mit Unterstützung in Form von öffentlichen Fördergeldern.

EE-Anlagen und Fördermittel

Die Rentabilität von Investitionen in Erneuerbare Energien, vor allem in den Bau von PV-Anlagen, lässt sich über die Inanspruchnahme von EU-Zuschüssen gewährleisten, die wiederum breite Finanzierungsmöglichkeiten eröffnen. Investitionen in Erneuerbare Energien werden vor allem auf nationaler Ebene getätigt, und zwar im Rahmen des operationellen Programms

„Infrastruktur und Umwelt 2014 bis 2020“, das eine Prioritätsachse mit der Bezeichnung „Reduzierung von Emissionen in der Wirtschaft“ beinhaltet. Im Rahmen dieser Prioritätsachse sind Unterstützungszahlungen in Höhe von rund 1,5 Mrd. Euro vorgesehen. Zielgruppe der Unterstützung im Rahmen dieses operationellen Programms sind vor allem Großunternehmen. Bezuschusst werden können beispielsweise Investitionsprojekte zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen einschließlich des Anschlusses dieser Energiequellen an die Verteilungsnetze/Industriernetze sowie frei stehende PV-Anlagen. Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien hängt auch von den territorialen Bedingungen ab. Gemäß dem bis 2030 gültigen nationalen Flächennutzungsplan bestehen in folgenden Verwaltungsbezirken Polens die besten Bedingungen für die Nutzung von Solarenergie: Teile der Woiwodschaft (Verwaltungsbezirk) Lublin, südwestlicher Teil der Woiwodschaft Podlasien, östlicher und westlicher Teil der Woiwodschaft Masowien sowie an der Ostseeküste bei Danzig.

Neben dem operationellen Programm „Infrastruktur und Umwelt“ wird es wie bisher in jeder der sechzehn polnischen Woiwodschaften regionale operationelle Programme geben. Wettbewerbe im Rahmen dieser Programme sollen Investitionen unterstützen, deren Ziel eine gesteigerte Energieeffizienz sowie eine stärkere Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und damit letzten Endes eine reduzierte Emission von Treibhausgasen und anderen schädlichen Substanzen in die Atmosphäre ist. So sollen etwa in der Woiwodschaft Masowien in den Jahren 2014 bis 2020 im Rahmen eines regionalen operationellen Programms mit dem Titel „Unterstützung von Herstellung und Vertrieb von Energie aus erneuerbaren Quellen“ Projekte gefördert werden, die den Bau oder die Modernisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärmeenergie aus erneuerbaren Quellen zum Ziel haben. Aufgrund des in dieser Region vorhandenen Potenzials ist vor allem die Förderung der Solarenergie von Interesse. Die Unterstützung auf der Ebene der regionalen operationellen Programme wird sich auf lokale und regionale Investitionen konzentrieren, die insbesondere von Mikro-, Klein- und Mittelunternehmen getätigt werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec, LL.M.

Rechtsanwalt (Polen)

Tel.: +48 (61) 62 44-921

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro

> Geschlossene Netze in Italien

SEU und die Förderung

Von Svenja Bartels und Benedikt Huesmann

Mit dem Beschluss 578/2013 hat die italienische Aufsichtsbehörde für Elektrizität und Gas nach fünf Jahren endlich die Rahmenbedingungen für geschlossene Netze geschaffen und konkretisiert; dabei wurden auch die Voraussetzungen für die Qualifizierung als geschlossenes Netz näher definiert. Geschlossene Netze können danach ohne Zahlung unterschiedlichster Gebühren und Steuern, insbesondere für die Netznutzung, unterhalten werden. Zudem ist eine Kombination mit zusätzlichen Förderungen möglich. Die Qualifizierung als geschlossenes Netz kann relativ unkompliziert beantragt werden. Die Vertragsbeziehungen zwischen den einzelnen Beteiligten sind sauber zu trennen und zu definieren.

By means of resolution 578/2013, the Italian supervisory authority for current and gas after 5 years has finally set and better defined the framework for Closed Energy Networks, it also set up the conditions for a classification as Closed Energy Network. Closed Energy Network may now be run without an obligation to pay various burdens and taxes, particularly with regard to the net's use. It is possible to combine Closed Energy Network with feed-in-tariffs. Contractual relationships between the parties involved are to be separated and defined clearly. Classification as Closed Energy Network may be applied for relatively easy.

Beschluss 578 vom 12. Dezember 2013

Die italienische Aufsichtsbehörde für Elektrizität und Gas (AEEG) hat den lange erwarteten Beschluss zum Thema geschlossene Netze (Sistemi Efficienti di Utenza, SEU) veröffentlicht. Mit dem Beschluss 578 vom 12. Dezember 2013 wurden nunmehr die Rahmenbedingungen dieser speziellen Form der Einspeisung elektrischer Energie geregelt. Eingeführt wurden die geschlossenen Netze im Jahre 2008 als geschlossene elektrische Netze, die eine EE-Anlage mit einem Verbraucher verbindet, ohne dass die erzeugte Energie ins Verteilernetz eingespeist wird. Die wirtschaftlichen Vorteile liegen dabei auf der Hand, sofern diese Netze von Belastungen, Gebühren und Steuern befreit werden, die Netzbetreibern üblicherweise auferlegt sind und die mittlerweile ca. 50 Prozent der Stromrechnung ausmachen. Es wäre somit möglich, dem Kunden den Strom deutlich günstiger als zum Marktpreis anzubieten.

Jahrelange Verzögerungen

Allerdings fehlte seit der Einführung bis zum nun ergangenen Beschluss der feste rechtliche Rahmen, um diese geschlossenen Netze tatsächlich zu betreiben. Neben den Mühlen der Gesetzgebung bzw. Verwaltung, die in Italien bekanntlich langsam mahlen, bremsten einerseits handfeste wirtschaftliche Interessen der Stromerzeuger aus fossilen Energien die weitere Entwicklung; andererseits bestanden Befürchtungen der Institutionen AEEG und des Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung über eine ungleiche Verteilung der Netz- und Systemkosten.

Entsprechend überraschend kam daher nun der Beschluss, der – auch entgegen den letzten veröffentlichten Arbeitsentwürfen – die geschlossenen Netze zu einer sehr lukrativen Erzeugungsform macht.

Auf Grundlage der Neuregelung gilt nunmehr für die SEU, dass sowohl die Kosten für Übertragung und Verteilung als auch die

Systemkosten sowie Zusatzbeiträge, die für den Rückbau von Atomkraftwerken erhoben werden, ausschließlich auf Strom angewandt werden, der durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird. Die SEU sind daher von diesen Abgaben befreit.

Voraussetzungen der SEU

Es lohnt sich mithin, die Voraussetzungen der SEU genauer zu untersuchen. Definiert wurden die SEU bereits in einer Bestimmung des Jahres 2008 (Gesetzesdekret 115/08). Danach handelt es sich bei SEU um Netze ohne Verpflichtung zum Anschluss an das Netz Dritter (Privatnetze), innerhalb derer eine EE- oder eine hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlage von maximal 20 MWe vorhanden ist. Diese Anlage ist direkt mit einem Endabnehmer verbunden. Weiterhin ist erforderlich, dass sich die Anlage auf einem Grundstück des Endabnehmers befindet.

Klargestellt ist mit dem Beschluss nunmehr auch, dass

- > innerhalb eines SEU (auch physisch) mehrere Anlagen betrieben werden können, sofern der Betreiber jeweils identisch ist und das Grundstück dem Erzeuger vom Endabnehmer zur Verfügung gestellt wird,
- > die Anlage eine Verbrauchseinheit bedienen können darf. Eine Verbrauchseinheit fällt normalerweise mit einer Immobilie zusammen, kann aber auch mehrere Immobilien umfassen, sofern sie auf aneinander angrenzenden Parzellen liegen, einem Endkunden gehören und zu einem einheitlichen Produktionszweck verwendet werden.

Vertragliche Aspekte

Weitere Regelungen im Rahmen des Beschlusses betreffen die vertraglichen Beziehungen zwischen Erzeuger, Endabnehmer und Netzbetreibern. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass ein SEU in der Regel mittels eines einzelnen Netzanschlusspunktes auch an das Verteilernetz angeschlossen ist, um einen Austausch mit dem nationalen Netz zu ermögli-

chen. Über diesen Netzanschlusspunkt erfolgt daher gleichzeitig die Abnahme durch den Endkunden und die Einspeisung durch den Erzeuger.

Diese Gestaltung setzt den Abschluss von Verträgen über die Übertragung, Verteilung und Inanspruchnahme des Netzes sowohl mit TERNA S. p. A. als auch mit dem lokalen Netzbetreiber voraus. Der Beschluss 578/2013 gibt für den Fall, dass Erzeuger und Endabnehmer nicht identisch sind, folgende drei Möglichkeiten vor:

- > Die Verträge über die Einspeisung werden vom Erzeuger, die über die Abnahme werden vom Endkunden unterzeichnet und ausgeführt;
- > einer der beiden ist sowohl für die Einspeisung als auch für die Abnahme verantwortlich, der Verantwortliche erhält vom anderen die entsprechende Vollmacht;
- > ein Dritter ist für Einspeisung und Abnahme verantwortlich und erhält von Erzeuger und vom Endabnehmer die jeweilige Vollmacht.

Die Ausgestaltung zieht dann entsprechende Konsequenzen hinsichtlich der Verantwortlichkeit auch für die Einhaltung gesetzlicher Vorgaben nach sich. Unterzeichnet der Erzeuger oder ein Dritter den Vertrag, so nimmt dieser gegenüber dem Endabnehmer die Funktion des Verkäufers ein und muss mithin die auf Stromverkäufer anwendbaren, insbesondere technischen Voraussetzungen erfüllen.

Der Endabnehmer hingegen genießt den in Italien für Privatpersonen oder kleinere Unternehmen üblichen größeren Schutz dabei nur, wenn er selbst die Verträge hinsichtlich Übertragung, Verteilung und Inanspruchnahme unterzeichnet.

Säumnis des Endabnehmers

Die gemeinsame Nutzung eines Einspeisepunktes sowohl für die Abnahme als auch für die Einspeisung in das öffentliche Netz kann für den Erzeuger ein Problem darstellen, sofern der Endabnehmer gegenüber dem Dritten (Energielieferanten) säumig ist. In diesem Fall kann es passieren, dass die Leistung des Anschlusses gedrosselt oder komplett abgeschaltet wird, was in der Folge auch die Einspeisung erschwert bzw. unmöglich macht. Übergangsweise besteht allerdings die Möglichkeit, einen sogenannten Notanschluss zu erstellen, um diese Folgen gering zu halten bzw. ganz zu vermeiden.

Vereinbarkeit mit Fördersystemen

Einer der meist diskutierten Punkte im Rahmen der Vorarbeiten zum Beschluss war die Vereinbarkeit von SEU mit den bestehenden Fördermöglichkeiten: Eigenverbrauch (*scambio sul posto*), Fördertarife und geregelter Stromverkauf (*ritiro dedicato*). Dabei stellte sich insbesondere die Frage, ob und wie die Möglichkeiten und Vorteile des Eigenverbrauchs (Kostensparnis) mit den SEU verbunden werden können. Der Beschluss hat nun die Möglichkeit des Eigenverbrauchs bei SEU bestätigt und enthält entsprechend angepasste Regelungen. Der Eigenver-

brauch wird nur vergütet, wenn sich die Anlage im Eigentum des Berechtigten befindet oder dieser vom Erzeuger Vollmacht erhalten hat. Auch einer Vereinbarkeit mit den übrigen Fördermöglichkeiten steht der Beschluss grundsätzlich nicht im Wege.

Qualifizierung als SEU

Eine Qualifizierung als SEU kann sowohl für noch nicht in Betrieb befindliche Anlagen erfolgen (binnen 60 Tagen ab Inbetriebnahme auf Antrag von Erzeuger und Endabnehmer) als auch für Anlagen in Betrieb (wobei für diese der Anschluss anzupassen ist). Bei Eigenverbrauchsanlagen erfolgt eine automatische Neuqualifizierung durch den Stromdienstleistungsbetreiber GSE.

Ergebnis

Mithin entsteht infolge der Kombinierbarkeit von SEU und Eigenverbrauch eine interessante Investitionsmöglichkeit in Erneuerbare Energien.

Kontakt für weitere Informationen:



Svenja Bartels

Rechtsanwältin

Tel.: +39 (49) 8 04 69-11

E-Mail: svenja.bartels@roedl.it



Benedikt Huesmann

Rechtsanwalt

Tel.: +39 (049) 8 04 69-11

E-Mail: benedikt.huesmann@roedl.it

> Attraktive Bedingungen für Solarenergie in Weißrussland

Von Alexander Stel und Alina Radkovitch

Das Gesetz N-204-3 vom 27. Dezember 2010 über Erneuerbare Energien in Weißrussland hat die politischen Leitprinzipien im Hinblick auf erneuerbare Energiequellen, etwa die nachhaltige Entwicklung Erneuerbarer Energien auf dem Gebiet der Republik Belarus, die vorrangige und rationale Nutzung solcher Energiequellen, die staatliche Förderung, die Gewährleistung ökologisch sicherer Energiequellen und den Gesundheitsschutz, gesetzlich verankert. Im Hinblick darauf, die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen durch juristische sowie natürliche Personen attraktiver zu gestalten, wurde die Einrichtung von Finanzmechanismen und entsprechend günstigen Rahmenbedingungen zu den wesentlichen Zielen der Politik erklärt. Langfristig sollen zunehmend erneuerbare Energiequellen den Energiebedarf decken und der Einkauf aus dem benachbarten Ausland entsprechend gemindert werden. Auf Basis der hierfür geschaffenen attraktiven Einspeisetarife und günstigen gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden in den letzten Jahren einige Projekte durchgeführt.

The Belarus Law "On Renewable Energy in Belarus" No. 204-3 of 27 December 2010 has introduced into the legal framework the political guidelines regarding renewable energy and in particular regarding sustainable development of renewable energy in the Republic of Belarus, first priority rational use of such energy, governmental support, the necessity to ensure the environmental safety of such energy sources and health protection. Therefore specialized financial arrangements have been created since then, and respectively favorable framework terms and conditions have been offered in view of the major political objectives in order to make the use of renewable energy more attractive for legal entities and individuals. Renewable energy is expected to increasingly satisfy the demand for energy and respectively to reduce imports of energy from neighboring states in the long term. A number of projects were implemented during the recent years on the basis of the attractive feed-in tariffs and favorable legal framework introduced specially for that purpose.

Typische Fragen

Investitionen im Ausland sind häufig mit vielen Fragestellungen verbunden. Im Folgenden möchten wir Ihnen einige Fragen zu Erneuerbaren Energien in Weißrussland beantworten und Ihnen so die Möglichkeit geben, Ihr Vorhaben auf Basis der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen einzuschätzen:

- > Welche wesentlichen Genehmigungs- und sonstigen Anforderungen sind in Weißrussland für die Realisierung von Solarprojekten und die Stromproduktion zu beachten?
- > Welche Vergütungsregelungen und Förderungen gelten für die Einspeisung von Solarenergie?

Kurz gelesen: gesetzliche Anforderungen

Gesellschaften, die Solarprojekte entwickeln wollen, müssen ein „Zertifikat über die Herkunft der Energie aus erneuerbaren Energiequellen“ beantragen. Das Zertifikat stellt eine zwingende Voraussetzung für den Abschluss bzw. die Verlängerung der Energielieferverträge sowie für den Anspruch auf die Einspeisevergütung dar.

Gemäß Artikel 17 des Gesetzes N-204-3 über Erneuerbare Energien vom 27. Dezember 2010 („EEG“) sind die Betreiber von Anlagen Erneuerbarer Energien verpflichtet,

1. effektive Technologien und Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien zu verwenden;
2. die Nutzung von Erneuerbarer Energie in Übereinstimmung mit geltenden Anforderungen und technischen Vorgaben zu gewährleisten;

3. gesetzliche Vorgaben zum Umweltschutz zu beachten;
4. die produzierte und an staatliche Energieunternehmen verkaufte Energiemenge aus erneuerbaren Quellen gesondert zu erfassen;
5. Informationen über erzeugte Energie aus erneuerbaren Energiequellen in Übereinstimmung mit dem geltenden Recht zur Verfügung zu stellen;
6. Schulung und Fortbildung des Personals zu gewährleisten, das in den Betrieb von Solaranlagen eingebunden ist;
7. sonstige Verpflichtungen zu erfüllen, die die Gesetzgebung vorsieht.

Gemäß Artikel 22 EEG ist für den Betrieb von Solaranlagen der Nachweis über die Herkunft der Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu führen. Der Nachweis erfolgt mittels einer Zertifizierung, die nur dann entbehrlich ist, wenn das staatliche Stromnetz nicht genutzt wird. Die Zertifizierung ist erforderlich, um Energielieferverträge abzuschließen oder zu verlängern und um einen Anspruch auf die Einspeisevergütung gemäß Artikel 20 EEG zu erlangen. Das Zertifikat bestätigt die Angaben über die Herkunft der erzeugten Energie, den Standort der Anlagen zur Erzeugung der Erneuerbaren Energie sowie deren Kapazitäten und das Datum der Inbetriebnahme. Es beinhaltet außerdem Informationen über den Anlagenbetreiber, die Art der erzeugten Energie und die Energiemenge, die maximal innerhalb eines Jahres produziert werden kann. Das Umweltministerium erteilt das Zertifikat für eine Dauer von zehn Jahren und erklärt zugleich die Übereinstimmung der in Betrieb genommenen An-

lagen mit der Projektdokumentation. Anschließend erfolgt die finale Abnahme durch eine gesonderte Kommission.

Das Verfahren für die Erteilung des Zertifikats sowie die Bestätigung der Herkunft der erzeugten Energie aus erneuerbaren Energiequellen ist gesondert geregelt und besteht im Wesentlichen aus folgenden Schritten:

Der Auftraggeber, der Bauunternehmer oder die bevollmächtigte Organisation ist nach der erfolgten Testphase und vor der finalen Aufnahme der Tätigkeit verpflichtet, einen Antrag auf die Erteilung des Zertifikats über die Herkunft der Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu stellen und der Abnahmekommission bei den staatlichen Behörden – darunter auch die zuständige Umweltbehörde – weitere gesetzlich festgelegte Dokumente vorzulegen mit dem Ziel, die Übereinstimmung des Objekts mit den Projektdokumenten feststellen zu lassen. Dem Antrag ist der Abnahmeakt (z. B. zwischen Werkunternehmer und Auftraggeber) beizufügen. Sämtliche Dokumente einschließlich Antrag können auf dem elektronischen Wege übermittelt werden. Auf Grundlage der eingereichten Dokumente werden die Anlagen sowie die Flächen von Beamten der Umweltbehörde begutachtet. Anschließend wird das Gutachten dem Umweltministerium vorgelegt. Im nächsten Schritt entscheidet das Umweltministerium innerhalb von 15 Tagen über die Übereinstimmung des Objekts mit den Projektdokumenten und bestätigt die Begutachtung des Objekts. Das Zertifikat kann anschließend mit dem endgültigen Abnahmebescheid der Kommission erteilt werden.

Wichtige Hinweise

Das Zertifikat ist zwingende Voraussetzung für den Abschluss von Energielieferverträgen und den Anspruch auf Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung darf deshalb erst ab dem Datum der Zertifikatserteilung beansprucht werden. Besonders zu beachten ist, dass dem Antrag auf amtliche Bestätigung der Übereinstimmung von Objekt und Projektunterlagen unbedingt im selben Zug ein Antrag auf Erteilung des Zertifikats über die Herkunft der erzeugten Energie beizufügen ist. Werden die

amtliche Bestätigung und die Erteilung des Zertifikats gesondert beantragt, kann es erforderlich werden, dass sämtliche Unterlagen, die bereits beim Antrag auf amtliche Bestätigung eingereicht wurden, bei dem Antrag auf Erteilung des Herkunftszertifikats erneut eingereicht werden müssen.

Förderung durch den belarussischen Staat

Gemäß Artikel 18 EEG fördert der belarussische Staat die Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Stromgewinnung. Eine erneuerbare Energiequelle im Sinne des Gesetzes ist laut Artikel 1 EEG auch die Solarenergie. Deren Förderung erfolgt über eine Festvergütung.

Die staatliche Unterstützung der Solarenergie lässt sich im Wesentlichen wie folgt zusammenfassen:

Artikel 16 EEG sichert den Betreibern von Solaranlagen nicht nur den Anspruch zu, ihre Erzeugungsanlagen an das staatliche Energienetz anzuschließen, sondern gewährleistet auch, dass staatliche Energieunternehmen den gesamten erzeugten Solarstrom abnehmen. Den Anlagenbetreibern wird damit staatlicher Schutz vor der unredlichen Einflussnahme dominierender Energieunternehmen gewährt.

Kurz gelesen: Fördermodelle für Solarenergie

Die Vergütung für Solarstrom ist abhängig von der Leistung der Anlage und dem Zeitpunkt der Zertifikaterteilung.

Zurzeit existieren folgende Fördermodelle:

- > Förderung durch einen erhöhten Einspeisetarif (die Einspeisevergütung für Solarstrom wird per Multiplikation des staatlich festgelegten Preises für elektrische Energie mit dem Faktor 2,7 ermittelt)
- > Förderung durch Steuervergünstigungen
- > Netzanschlussgarantie; der Staat trägt die Kosten, die für die Modernisierung staatlicher Energienetze entstehen, um Energie aus erneuerbaren Energiequellen einzuspeisen
- > Schutz der Betreiber von Anlagen zur Erzeugung alternativer Energien vor den dominierenden Energieunternehmen
- > Abnahme der gesamten Energiemengen aus erneuerbaren Energiequellen durch Energieunternehmen



Die Betreiber sind berechtigt, die potenziellen Flächen für die Errichtung von Energieerzeugungsanlagen eigenständig zu ermitteln.

Die Abnahme des Solarstroms erfolgt zum erhöhten Einspeisetarif in Übereinstimmung mit der Verordnung N 100 des Wirtschaftsministeriums der Republik Belarus vom 30. Juni 2011 betreffend die Tarife für elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen (im Weiteren: „Verordnung N 100“). Gemäß Punkt 1 der Verordnung N 100 werden die Tarife für elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen den erhöhten Tarifen für industrielle und vergleichbare Unternehmen gleichgestellt. Die Höhe der Einspeisevergütung für Solarstrom ergibt sich dabei aus der Multiplikation des erhöhten Tarifs für industrielle und ihnen gleichgestellte Unternehmen (Leistung bis 750 kW/a) mit dem Faktor 2,7. Der aktuelle Tarif für industrielle und ihnen gleichgestellte Unternehmen beim Wechselkurs 1 US-Dollar = 9.740 Weißrussische Rubel (BYR) beträgt 1.329,9 BYR (0,13 US-Dollar).¹

$0,13 \times \text{Faktor } 2,7 = 0,351 \text{ US-Dollar/kWh}$

Voraussetzung hierfür ist, dass juristische Personen, die nicht in die staatliche Produktionsvereinigung „Belenergo“ eingegliedert sind, den Solarstrom auf dem Gebiet der Republik Belarus produzieren.

Die Einfuhr der Anlagen zur Produktion des Solarstroms erfolgt gemäß Artikel 96 des weißrussischen Steuergesetzbuches umsatzsteuerfrei. Voraussetzung für die Befreiung von der Umsatzsteuer ist jedoch die Bescheinigung darüber, dass es sich bei den Anlagen um solche zur Erzeugung von Solarstrom handelt. Diese Bescheinigung stellt das staatliche Komitee aus.

Gemäß Punkt 2.2 des Dekrets Nr. 10 (im Folgenden Dekret) ist der Investor von der Grundsteuer oder der Pacht für Grundstücke in staatlichem Eigentum befreit, die für den Bau der projektierten Objekte zur Verfügung gestellt wurden. Die Befreiung gilt für den Zeitraum der Projektierung und des Baus solcher Objekte und dauert fort bis zum 31. Dezember des Jahres, das auf das Jahr des Bauabschlusses folgt.

Laut der Bodenordnungsbehörde ist eine Pachtbefreiung erst dann möglich, wenn diese Bedingung im Investitionsvertrag, der von dem Vorsitzenden des Gebietsexekutivkomitees und dem Investor zu unterzeichnen ist, festgelegt wird. Die Bedingungen des Investitionsvertrages werden in jedem Einzelfall individuell vereinbart.

Verfahren

Das Verfahren, wie Investitionsverträge abzuschließen sind, regelt die Verordnung über den Abschluss, die Änderung und die Kündigung der Investitionsverträge mit der Republik Belarus, bestätigt durch die Verordnung des Ministerrates Nr. 1058 vom 6. August 2011 („Verordnung“). Der Investor hat einen Antrag – gerichtet an den Vorsitzenden des Gebietsexekutivkomitees –

einzureichen. Dem Antrag sind die Unterlagen gemäß Ziffer 5 der Verordnung beizulegen:

- a) Entwurf des Investitionsvertrags
- b) Kopie des Zertifikats über die staatliche Registrierung
- c) beglaubigter Auszug aus dem Handelsregister des Gründungsstaates (der Auszug darf maximal ein Jahr vor Einreichung des Antrags erstellt worden sein) oder ein anderer entsprechender Nachweis des juristischen Status eines Investors nach dem Recht des Landes dessen Erteilung
- d) Kopie des Ausweisdokuments des Investors (mit der Übersetzung ins Russische einschließlich der notariellen Beglaubigung der Unterschrift des Übersetzers)
- e) Kopie der Unterlage, die die Befugnisse des Unterzeichners des Investitionsvertrages bestätigt
- f) kurze finanzielle und wirtschaftliche Begründung des Investitionsprojekts in freier Form, die den Umfang und die Quellen von Investitionen, die Dauer der Ausführung des Investitionsprojekts und die erwartete sozialwirtschaftliche Wirkung darlegen
- g) andere Informationen, die das Investitionsprojekt beschreiben

Falls eine ausländische juristische oder natürliche Person als Investor auftritt und der Abschluss des Investitionsvertrages auf Russisch bzw. Weißrussisch oder in einer anderen Fremdsprache vorgesehen ist, wird der Anfrage zusätzlich sowohl die Übersetzung des Investitionsvertragsentwurfs in die jeweilige Fremdsprache als auch die notariell beglaubigte Unterschrift des Übersetzers beigelegt.

Kontakt für weitere Informationen:



Alina Radkovitch

Zertifizierte Diplom-Juristin

Tel.: +375 (17) 209 42 84

E-Mail: alina.radkovitch@roedl.pro

¹ Währungskurs von www.oanda.com/lang/de/currency/converter/, Abruf 8. Mai 2014.

Veranstaltungshinweise

> EEG Direktvermarktung – Rückblick, Einblick, Ausblick

01. Juli 2014, Nürnberg

In diesem Workshop möchten wir mit Ihnen die Erfahrungen aus der laufenden EEG-Direktvermarktung diskutieren, die neuen Direktvermarktungsregeln des EEG 2014 erläutern und einen Ausblick auf die rechtlichen und wirtschaftlichen Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung des EEG 2014 bieten. Erfahren Sie mehr über diese Veranstaltung unter www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen:



Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

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

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com

> WindEnergy Hamburg

23. bis 26. September 2014, Hamburg

Die neue internationale Leitmesse WindEnergy Hamburg bietet mit der gesamten Wertschöpfungskette der internationalen Windindustrie – onshore- und offshore – den umfassenden Überblick über Status und Zukunft der Branche.

Besuchen Sie uns in Halle B1.0G Stand 228. Weitere Informationen zur WindEnergy Hamburg erhalten Sie unter www.windenergyhamburg.com.



Kontakt für weitere Informationen:



Stefanie Kugler

M.Sc. Consumer Affairs

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 78

E-Mail: stefanie.kugler@roedl.com



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
Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln
Anton Berger – anton.berger@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz: **Stefanie Kugler** – stefanie.kugler@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.