

Potenziale erkennen

E|NEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Oktober 2016 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt: das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

- > EEG 2017 – der frühe Vogel fängt die Morgenstund 2

Aus aller Welt

- > Betreiben Sie Windkraftprojekte? – Unterschätzen Sie Ihre Betreiberverantwortung nicht! 4
- > Möglichkeit der Geltendmachung von Schadensersatz gegenüber dem polnischen Staat durch ausländische Investoren, die in Windparks in Polen investieren 8
- > Crowdfunding für Energieprojekte 11
- > Independent Power Producer in den USA – und Apple gehört dazu 13
- > Auswirkungen der neuen einheitlichen Umsatzsteuer in Indien auf die Erneuerbaren Energien 16
- > Wege zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Schwellen- und Entwicklungsländern 18

Rödl & Partner intern

- > 6. Branchentreffen Erneuerbare Energien 22

Liebe Leserin, lieber Leser,

viele Fragen und Widersprüche prägen die aktuelle Energiepolitik. Dekarbonisierung, Digitalisierung, Dezentralisierung, Flexibilisierung und Effizienz sind die Schlagwörter der Stunde. Die Ratifizierung des Klimavertrages von Paris lässt hoffen und auch die identifizierten Trends des „Impulspapier Strom 2030“ des BMWi beschreiben einen weiteren Rückgang der fossilen zugunsten der erneuerbaren Energien. Aber was passiert tatsächlich? Viele Vorhaben und Ziele sind an eine mittel- bis langfristige Zukunft gerichtet und mit einem deutlichen Aufschwung ist trotz dieser positiven Signale in dieser Legislaturperiode nicht mehr zu rechnen.

Während die Branche im Tagesgeschäft mit Herausforderungen, wie beispielsweise den Auswirkungen des EEG 2014 kämpft, wird die Dynamik anhand der erst kürzlich verabschiedeten Novelle des EEG 2017 deutlich. Dass in Folge solcher Änderungsraten der gesetzlichen Rahmenbedingungen das Interesse verloren geht, langfristige Visionen zu diskutieren, erscheint nachvollziehbar – auch wenn das nicht der richtige Weg sein kann. Trotz stürmischer Zeiten ist es eine Grundvoraussetzung, Ziele und Visionen zu haben, um langfristig am Markt bestehen zu können. Erfreulich ist, dass trotz aller Widrigkeiten mittlerweile eine Vielzahl von Marktakteuren von einer soliden Basis aus agieren. Dies gelingt vor allem denjenigen, die in den letzten Jahren erfolgreich ihre Geschäftsmodelle weiterentwickelt haben und ihren Kunden intelligente und maßgeschneiderte Lösungen anbieten. Häufig sind es dieselben gut aufgestellten Unternehmen, die die Zukunftsthemen bereits erfolgreich besetzen und sich zudem von den landestypischen Entwicklungen entkoppeln, indem sie sich professionell auf internationalen Märkten bewegen. Auch in dieser Ausgabe wollen wir daher wieder den Bogen von Deutschland in die weite Welt von Indien bis in die USA schlagen.

An dieser Stelle möchten wir Sie zudem herzlich zu unserem **6. Branchentreffen Erneuerbare Energien** am **15. November 2016** in Nürnberg einladen!

Wir freuen uns auf Ihren Besuch und wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt: das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

> EEG 2017 – der frühe Vogel fängt die Morgenstund

Von Joachim Held und Benjamin Richter

Nach nur zwei Jahren wird die EEG-Förderung mit dem EEG 2017 erneut grundlegend umgestellt. Neue Anlagensegmente für die Einspeisevergütungsförderung, geänderte Anforderungen an die Bürgerbeteiligung, Regionalstromprodukte und Mieterstromprivilegien sind nur einige der aktuellen Themen, die in einem Markt mit abnehmenden Wachstumsraten neue Chancen bieten.

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) kam noch kurz vor der parlamentarischen Sommerpause zum Abschluss. Danach kann das „Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ voraussichtlich wie geplant zum 1. Januar 2017 in Kraft treten. Entsprechend ist aus dem als „EEG 2016“ gestarteten Gesetzgebungsprojekt ein „EEG 2017“ geworden.

Die mit dem EEG 2017 fortgesetzte Umstellung von einem Einspeisevergütungs- auf ein Ausschreibungsfördersystem beurteilt die Branche in Bezug auf Akteursvielfalt, Projektrisiken und die damit gesetzten Zubauanreize überwiegend kritisch. Letztendlich ist es aber gerade in Zeiten eines schrumpfenden Marktes entscheidend, neue (oder auch unveränderte) Chancen zu erkennen und zu nutzen. Dabei stellt die mit der EEG-Novellierung 2016 fortgesetzte Tendenz zu einer zunehmenden Verkürzung der Novellierungszyklen und der Gesetzgebungsverfahrendauer die Marktakteure vor die Herausforderung, die sich aus der Novelle ergebenden Chancen noch früher und noch schneller umzusetzen, um neue Marktnischen zu besetzen und die immer knapper werdende Zeit relativer Rechtssicherheit bis zur nächsten Novellierung zu nutzen.

And the Winner is: Tiefengeothermie- und kleine Photovoltaikanlagen

Nachdem vergangene EEG-Novellen regelmäßig zu einer geringeren Vergütung einerseits und zu einer erhöhten Regelungskomplexität andererseits führten und auch das Ausschreibungsmodell im Ergebnis mit vergleichbaren Effekten belastet ist, darf sich inzwischen bereits als Gewinner einer Novelle fühlen, wer von einer Neuregelung verschont bleibt:

Mit den Leistungsschwellen von 750 kW für PV-Anlagen (§ 22 Abs. 3 EEG 2017) bleibt insofern ein gerade für den Stromvertrieb von privaten und gewerblichen Dachanlagen besonders relevantes Marktsegment erhalten. Nur die über lokale Akteure umsetzbaren PV-Pacht- und Mieterstrommodelle dürfen sich danach auf weiteres Wachstum einstellen.

Ebenso sind Wasserkraft-, Deponie-, Klär- oder Grubengas- und Geothermieanlagen nach wie vor dem Ausschreibungssystem entzogen (§ 22 Abs. 6 EEG 2017). Als typische Kommunalanlagen dürfen sich Kommunen und Stadtwerke insofern als Gewinner der Novelle fühlen.

Für Strom aus Tiefengeothermie (§ 45 EEG 2017) bleibt darüber hinaus die bisherige Vergütungshöhe von derzeit 25,20 Cent pro Kilowattstunde unter einer großzügigen Aussetzung der Degression bis 2020 erhalten. Längerfristig bleibt also die hohe Investitionssicherheit, die lange Zeit der wesentliche Anreiz für die hohen Zubauraten infolge des EEG war, bestehen. Insofern ist damit zu rechnen, dass Investitionsmittel aus anderen EEG-Segmenten verstärkt in den Bereich Tiefengeothermie fließen werden.

Ausschreibungsmodell für neue Beteiligungsformen nutzen

Zwar werden die Privilegierungen für Bürgerenergiegesellschaften (§ 5 Nr. 15, § 36g EEG 2017) überwiegend als energiepolitisches Feigenblatt bewertet, weshalb eher damit zu rechnen ist, dass sich der Teilnehmerkreis für die Ausschreibungen zukünftig auf wenige Projektentwickler und große Gesellschaften beschränken wird. Gleichwohl muss dies nicht bedeuten, dass kleinere Akteure sich aus dem Erneuerbare-Energien-Markt zurückziehen müssen; sie können sich zukünftig vor allem über den Erwerb von entwickelten Projekten an der Energiewende beteiligen. Entsprechend werden Anlagenkäufe an Bedeutung gewinnen. Für Bürgerenergiegesellschaften, Kommunen und





kleinere Energieversorger bietet insoweit der Zugriff auf Flächen einen entscheidenden Schlüssel. Danach wird eine angemessene Beteiligung an den Gewinnen als Kompensation für die lokalen Auswirkungen der Erneuerbare-Energien-Anlagen und Beteiligungsoptionen in Grundstückserwerbs- und Pachtverträgen zunehmend Bedeutung erlangen. Auch die langfristige Sicherung von Strom- und Wärmebezugsrechten zu besonders günstigen Konditionen könnte als „Beteiligungsform“ eine Alternative zu bestehenden Beteiligungsmodellen bieten.

Regionalstromprodukte und Mieterstrommodelle

In diesem Zusammenhang eröffnen die neu geschaffenen Regionalnachweise neue Chancen für die Vermarktung von regenerativen Regionalstromprodukten (§ 79a EEG 2017, §§ 1a, 2a und 4 der Herkunftsnachweisverordnung). Insofern gewinnen die EEG-Herkunftsnachweise für den Nachweis der Strombeschaffenheit neben den bisher verbreiteten Qualitätslabeln an Wert. Der Strom aus dem Ausschreibungsmodell ist besonders privilegiert, da er keinen Förderabschlag (§ 53b EEG 2017) für den lokalen Mehrwert des so gekennzeichneten Stroms hinnehmen muss.

Schließlich ist die Verordnungsermächtigung für eine EEG-Umlageprivilegierung für PV-Mieterstrommodelle (§ 95 Nr. 2 EEG 2017) eine Chance für eine Gleichberechtigung mit dem Eigentümer-Eigenverbrauch. Insofern bleibt zu hoffen, dass eine schnelle Umsetzung dazu beiträgt, die erheblichen Potenziale zur Versorgung vermieteten Wohnraums aus örtlichen PV-Anlagen bald zu erschließen. Vor diesem Hintergrund gewinnen Mieterstrommodelle weiter an Attraktivität.

Gesetzliche Lösung zum EEG-Anlagenbegriff und Stärkung der Clearingstelle

Die Begrenzung des Anlagenbegriffs auf das einzelne Modul hat für PV-Anlagen den jahrelang anerkannten Standard wiederhergestellt (§ 3 Nr. 1 EEG 2017).

In letzter Zeit haben Entscheidungen des BGH immer wieder dazu geführt, dass jahrelang praktizierte Festlegungen der Clearingstelle EEG mit erheblicher Rückwirkung aufgehoben wurden. So hatten insbesondere die BGH-Urteile zum sog. „weiten Anlagenbegriff“ bei Biogasanlagen wie auch zum sog. „Glühlampentest“ bei PV-Anlagen zu erheblichen Verwerfungen geführt. Mit einer Einrede gegen Rückforderungsansprüche hat der Gesetzgeber den Netz- und den Anlagenbetreibern nunmehr ein goldene Brücke gebaut. Mit einer Einredeanspruch der Anlagenbetreiber sind Clearingstellenentscheidungen auch im Fall einer entgegenstehenden BGH-Entscheidung zumindest für die Dauer der Förderung der betroffenen Anlage weiter anzuwenden. Damit schützt der Gesetzgeber das Vertrauen in die hohe Fachkompetenz der Clearingstelle und räumt den Entscheidungen der Clearingstelle einen auf die Dauer der Förderung beschränkten Vorrang gegenüber dem BGH ein (§ 57 Abs. 5 EEG 2017).

Grenzüberschreitende EE-Förderung

Auch die europarechtlichen Vorgaben haben im EEG 2017 (§ 5, § 88a EEG 2017) und in der erst kürzlich in Kraft getretenen Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) eine weitere Konkretisierung erfahren. Nachdem die Verhandlungen über erste völkerrechtliche Vereinbarungen mit Dänemark und Luxemburg inzwischen fortgeschritten sind, ist sowohl mit der Ausschreibung deutscher Fördermittel im Ausland als auch mit der Teilnahme deutscher Unternehmen an Ausschreibungen im EU-Ausland zu rechnen.

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (911) 91 93 - 35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com



Benjamin Richter

Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (89) 92 87 80 - 35 0

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Weitere Informationen zu diesem und weiteren Themen finden Sie in unserem **Themenspecial „Erneuerbare Energien in Deutschland“** unter:

www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien-aktuell/



Aus aller Welt

> Betreiben Sie Windkraftprojekte? – Unterschätzen Sie Ihre Betreiberverantwortung nicht!

Von Simon Zenses und Henning Wündisch

Oftmals wird die durch den Betrieb von Windenergieanlagen übernommene Betreiberverantwortung nur unzureichend betrachtet oder unterschätzt. Eine nicht sauber delegierte Betreiberverantwortung kann im schlimmsten Fall zu Gefängnisstrafen für die Geschäftsführer der Betreibergesellschaften führen.

Bereits seit Jahren investieren institutionelle Anleger in gut prognostizierbare und somit renditesichere Erneuerbare-Energien-Projekte. Im Fokus stehen hier momentan besonders Windkraft- und Photovoltaik-Projekte, die weltweit gehandelt und transferiert werden. Nach langen Phasen der Evaluierung, Due-Diligence-Prüfungen, Kaufpreiskalkulationen und Verhandlungen gehen Parks dann endlich auf die neuen Eigentümer über, die sich einer auf die Laufzeit gesehen stabilen Rendite erfreuen.

Vielen dieser neuen Eigentümer – besonders aus dem institutionellen Bereich, die nie Berührungspunkte mit originärer Energieversorgung hatten – ist jedoch nicht bewusst, dass es sich hier nicht nur um ein reines Anlageobjekt handelt, welches einen bestimmten Ertrag per annum abwirft, sondern um ein funktionsfähiges Kraftwerk, dessen Betrieb mit entsprechenden Pflichten und Vorgaben verbunden ist.

Solange die Anlagen reibungslos funktionieren, kein Klageverfahren eingereicht wird oder eine behördliche Überprüfung ansteht, ist alles in Ordnung. Was passiert jedoch, wenn einer der genannten Fälle eintritt? Sind alle im Betrieb notwendigen Dokumente vorhanden? Ist jeder seinen Aufgaben und Pflichten nachgekommen? Wer verantwortet einen möglichen Unfall und bei wem gehen Schadensersatzforderungen ein? In der Verantwortung steht selbstverständlich zunächst der Eigentümer der Anlage bzw. dessen Geschäftsführer oder vertretungsberechtigtes Organ.

Unfälle passieren mitunter auch bei Windkraftanlagen – es sind immerhin Kraftwerke, die dauerhaft in Betrieb sind. Alleine in Deutschland gab es

laut Berichterstattung der Medien zwischen 2008 und 2016 ca. 50 Havarien, bei denen Anlagen abgebrannt, Teile abgerissen, Befahranlagen abgestürzt oder Arbeiter tödlich verletzt wurden. Kleinere Unfälle sind in die Betrachtung nicht eingeschlossen.

Sollte dem Eigentümer bzw. dessen Geschäftsführer in einem solchen Schadensfall eine schuldhaftige Pflichtverletzung nachzuweisen sein, also beispielsweise ein Organisationsverschulden wie das Versäumnis, Abläufe korrekt organisiert oder Aufgaben an empfangsberechtigte Personen delegiert zu haben, so kann dies ernsthafte rechtliche Konsequenzen nach sich ziehen. Von empfindlichen Geldstrafen oder Ertragsausfällen im fünf- bis sechststelligen Bereich aufgrund von Stilllegung der Anlagen bis hin zu strafrechtlicher Verfolgung bei fahrlässiger Körperverletzung oder fahrlässiger Tötung ist alles möglich.

Derartige Schadensfälle zu vermeiden bzw. die Anlagen in einem ordnungsgemäßen Zustand zu erhalten und sicher zu betreiben, sodass die von den Anlagen ausgehenden Gefahren sich nicht in Schäden realisieren, bezeichnet der Gesetzgeber als „Betreiberverantwortung“. Nachfolgend möchten wir das Thema „Betreiberverantwortung“ gezielt beleuchten und insbesondere aufzeigen, wie sich Eigentümer gegen den Vorwurf einer Pflichtverletzung rechtlich absichern können.





Doch was genau ist unter Betreiberverantwortung eigentlich zu verstehen?

Betreiber

„Betreiber ist, wer die tatsächliche Sachherrschaft über ein Grundstück, ein Gebäude, eine Anlage oder sonstige Einrichtungen besitzt und diese im eigenen Namen, auf eigene Rechnung und in eigener Verantwortung führt. Er hat die originäre Ausführungsverantwortung für alle ihm obliegenden Betreiberpflichten, insbesondere die Verkehrssicherungs- und Überwachungspflicht. Er besitzt sowohl die finanzielle als auch die operative Entscheidungshoheit. Das heißt, er bestimmt die Höhe der Ausgaben bzw. des Budgets und darf jederzeit auf den operativen Betrieb uneingeschränkt Einfluss ausüben (z.B. Betriebsunterbrechung).“ [in Anlehnung an die BVerwG-Entscheidung (Urteil v. 22.10.1998 – 7 C 38/97) zum BImSchG]

Verantwortung

„Verpflichtung und Berechtigung, zum Zwecke der Erfüllung einer Aufgabe oder in einem eingegrenzten Funktionsbereich selbständig zu handeln. Mit der Chance zum selbständigen Handeln verknüpft sich das Einstehe-müssen für Erfolg und Misserfolg ...“
[GABLER Wirtschaftslexikon 15. Auflage 09/2000]

Betreiberverantwortung ergibt sich also aus der Ausübung der tatsächlichen Sachherrschaft und dem unmittelbaren Zugriff auf die Anlage, d.h. der Betreiber hat die Verantwortung für alle sich daraus entwickelnden Szenarien und eventuellen Schadensereignisse.

Zur Konkretisierung dieser Verantwortung adressiert der Gesetzgeber gesetzliche Pflichten. Falls der jeweilige Adressat, also z. B. der Investor als Eigentümer oder Betreiber, den Pflichten nicht nachkommt, kann das empfindliche Folgen für ihn haben.

Zu diesen Pflichten gehören unter anderem:

- > Instandhaltung von baulichen und technischen Anlagen (§ 3 MBO)
- > Instandhaltung von Arbeitsmitteln (§ 10 BetrSichV)
- > Verkehrssicherung, z.B. Winterdienst (§ 823 BGB)
- > Schadensersatz bei Schäden durch Bauwerke (§§ 836, 838 BGB)
- > Anlagenverantwortung nach VDE

Als Erstes gilt es die genauen Grundlagen zu kennen sowie zu wissen, wem gegenüber in welchem Fall Rechenschaft abzulegen ist. In solchen Projekten können alle möglichen Interessengruppen vertreten sein:

- > Behörden, besonders bei nach BImSchG genehmigten Anlagen
- > Anwälte der Gegenseite im Klageverfahren
- > Gerichte
- > Banken
- > Versicherungen
- > Anteilseigner (Gesellschafter)
- > aber auch natürlich Verbände wie Berufsgenossenschaften, sollte ein Mitarbeiter (das betrifft auch beauftragte Dritte!) zu Schaden kommen.

GESETZLICHE BETREIBERVERANTWORTUNG

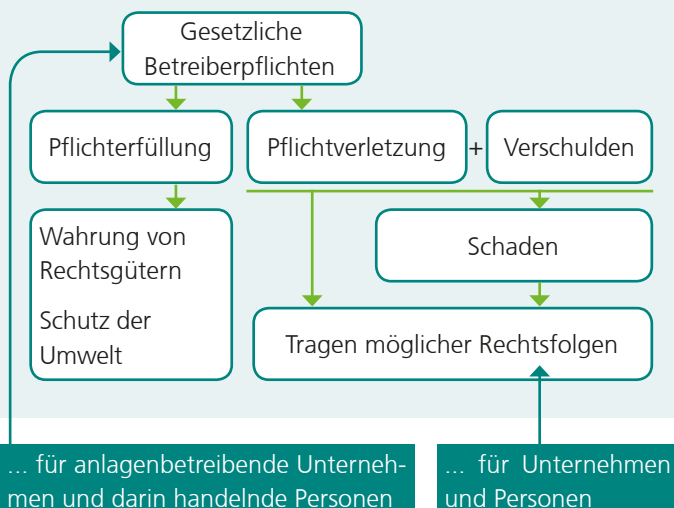


Abbildung 1: Gesetzliche Betreiberverantwortung aus GEFMA 190



Darüber hinaus hat der Betreiber gewisse Dokumentations- und Aufbewahrungspflichten, sowohl was die Menge und Art der Dokumente als auch deren Qualität und Umfang sowie den Aufbewahrungsort und die -fristen angeht. Diese gehen weit über die oftmals noch geläufigen Auflagen aus bestehenden Genehmigungen hinaus, die meist genau vorschreiben, welche Daten aus dem laufenden Anlagenbetrieb, z.B. Winddaten oder Abschaltzeiten für Schattenwurf- und Fledermausabschaltung, aufzubewahren sind. So ist z.B. eine ganze Reihe von Dokumenten, Berechnungen und Nachweisen aufzuheben und bei Bedarf vorzulegen, die den gesamten Lebenszyklus der Anlagen betreffen. Die Unterlagen beziehen sich auf so gut wie alle Phasen des Projektes, also auch auf die Vor- und Errichtungsphase, in denen Betreiber oftmals noch gar nicht am Projekt beteiligt waren und daher keinen direkten Zugriff auf eine saubere Dokumentation hatten. Als typische Beispiele sind die Grundstückssicherung, die Errichtung der diversen Gewerke und der Anlage an sich, die technische Dokumentation der Anlagen etc. zu nennen.

Inwieweit ist Betreiberverantwortung übertragbar?

Natürlich können Betreiber diese Aufgaben auch an externe Dritte übertragen, die sie z.B. mit der technischen oder kaufmännischen Betriebsführung der Anlagen betrauen. Hier gilt es bei der Vergabe der übertragbaren Aufgaben auf eine rechtssichere und fachlich einwandfreie Formulierung zu achten, nicht nur, damit alle Parteien über die Aufgabenverteilung einig sind, sondern auch um im Schadensfall hinsichtlich der Wirksamkeit der Risikoabwälzung auf den beauftragten Dritten auf der sicheren Seite zu sein.

Allerdings lässt sich das Betreiberrisiko nicht vollumfänglich abwälzen und verbleibt somit in Teilen immer bei dem Eigentümer. Ihm verbleibt typischerweise immer die sogenannte „Überwachungspflicht“. Hinzu kommen noch andere Pflichten wie ordnungsgemäße Ein-/Unterweisung beim Delegieren von Aufgaben, die Ausstattung des Delegationsempfängers mit den erforderlichen Mitteln und Befugnissen sowie die Pflicht zur sorgfältigen Auswahl von geeigneten Verantwortlichen und Dienstleistern. All diese Pflichten sind nicht übertragbar und gehören damit immer zum Restrisiko eines jeden Anlagenbetreibers.





Fazit

Beim Erwerb und Betrieb von Windparks ist es für institutionelle Eigentümer (und somit Betreiber der Parks) äußerst wichtig, das Betreiberrisiko soweit wie möglich zu reduzieren und eine rechtssichere Übertragung der übertragbaren Pflichten auf einen externen Dritten zu gewährleisten. Hier gilt es auf einwandfreie und rechtsgültige Formulierungen zu achten, damit diese nicht nachträglich für unwirksam erklärt werden. Dass es ein Restrisiko an nicht übertragbaren Pflichten gibt, nimmt der neue Eigentümer des Parks oftmals nicht in der Deutlichkeit wahr. Für das verbleibende Risiko der nicht übertragbaren Pflichten sollte es daher für den Investor und Betreiber von großer Bedeutung sein, eine stimmige Aufbau- und Ablauforganisation zu entwickeln, in der auch den verbleibenden Betreiberpflichten Rechnung getragen werden kann. Nicht zuletzt dafür ist eine saubere und aktuelle Dokumentation der notwendigen Unterlagen, die mit der Errichtung und dem Betrieb der Parks zu tun haben, unerlässlich. Unentbehrlich in diesem Zusammenhang ist das Fachwissen, welche Dokumente in welcher Qualität überhaupt erforderlich sind, um diese Anlagendokumentation rechtskonform anlegen und pflegen zu können.

Minimieren auch Sie als Betreiber von Windparks dieses Restrisiko, damit es am Ende kein böses Erwachen aus dem Traum der renditesicheren Investition gibt.

Unser Angebot als Rödl & Partner

Unsere Experten ermitteln im Rahmen eines Quick Checks den Umgang mit dem Thema Betreiberverantwortung in Ihrem Haus. Sie prüfen sowohl baulich-technische Sachverhalte als auch die relevanten Dokumentationen Ihrer Aufbau- und Ablauforganisation. Dazu zählt die Überprüfung der nachweisenden Dokumentation ebenso wie die Durchsicht der Verträge mit Dienstleistern zur Feststellung der Aufgabendelegation. Auch führen unsere Experten Gespräche mit verantwortlichen Mitarbeitern, um die Gesamtsituation sachgerecht einschätzen zu können. Das Resultat ist ein aussagekräftiger Ergebnisbericht, aus dem Schwachstellen und Risiken sowie Handlungsempfehlungen ersichtlich sind.

Bei Bedarf kann Ihnen in einem weiteren Schritt die notwendige Infrastruktur zur Verfügung gestellt werden, um eine saubere und rechtssichere Anlagendokumentation zu gewährleisten. Dazu gehört nicht nur eine umfängliche Übersicht aller notwendigen und vorgeschriebenen Dokumente, sondern auch ein Ablaufplan über die Lebenszeit der Anlage, wann welche Dokumente mit welchem Datenumfang vorgehalten und gegebenenfalls aktualisiert werden müssen.

Im dritten Schritt kann die notwendige Überarbeitung der Verträge sowie der Ablauf- und Aufbauorganisationen auf Basis eines detaillierten Soll-Ist-Abgleichs erfolgen. Dadurch lassen sich wesentliche Mängel, die der Quick Check zutage fördert, oftmals nachträglich beheben, was das Betreiberrisiko effektiv minimiert.

Kontakt für weitere Informationen:



Simon Zenses

M.Sc. International Business

Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 76

E-Mail: simon.zenses@roedl.com



Henning Wündisch

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 51

E-Mail: henning.wuendisch@roedl.com

Quick Check Betreiberverantwortung

Unser Quick Check Betreiberverantwortung schafft Gewissheit, inwieweit Sie die Ihnen als Eigentümer, Betreiber oder Dienstleister obliegende Betreiberverantwortung wahrnehmen.

Nähere Informationen dazu finden Sie in unserem Flyer, den wir Ihnen gerne kostenlos zuschicken. Schreiben Sie eine E-Mail an:

peggy.kretschmer@roedl.com





> Möglichkeit der Geltendmachung von Schadensersatz gegenüber dem polnischen Staat durch ausländische Investoren, die in Windparks in Polen investieren

Von Piotr Mrowiec und Rafal Bobkiewicz

Am 15. Juli 2016 ist das Gesetz vom 20. Mai 2016 über Investitionen in Windkraftanlagen (Dz.U. [poln. GBl.] aus 2016 Pos. 961) in Kraft getreten, weshalb viele Windparkprojekte, die nicht nur polnische, sondern auch ausländische Investoren entwickelt haben, abgebrochen werden mussten. Die ausländischen Investoren können sich für den Schutz ihrer Investitionen auf völkerrechtliche Rechtsnormen berufen, deren Verletzung zur Schadensersatzhaftung des polnischen Staates führen kann.

Unternehmen, die in Polen in Erneuerbare Energien investieren, müssen seit längerer Zeit Nerven aus Stahl beweisen. Niederdrückende Preise für grüne Zertifikate, sich über Jahre verzögernde Arbeiten an neuen Grundsätzen der Förderung grüner Energie, Unsicherheit in Bezug auf die Dauer der Förderung, ein außerordentlich schwieriger und zeitaufwendiger Investitionsprozess – all dies führt dazu, dass Investitionen in erneuerbare Energiequellen nicht risikofrei sind. Dass dieser Geschäftszweig dennoch nach wie vor attraktiv ist, belegen weitere in den Vorjahren verzeichnete Rekorde beim Ausbau von Windkraftanlagen (was im Jahr 2015 auf die Furcht vor dem Auktionssystem zurückzuführen ist). Ausländische Investoren haben sehr gerne in die Windenergie in Polen investiert, da das polnische Fördersystem – im Vergleich zu der stark eingeschränkten oder sogar ganz aufgehobenen Förderung in vielen Ländern Europas – es erlaubte, aus den Investitionen eine angemessene Rendite zu erzielen.

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes über Investitionen in Windkraftanlagen am 15. Juli d. J. hat sich die Situation diametral geändert. Im Ergebnis werden die Investoren die überwiegende Mehrheit ihrer entwickelten Windparkprojekte, die es nicht mehr in das Verfahren über den Erlass der Baugenehmigung schafften, abschreiben müssen, da sie das mit dem Gesetz eingeführte strenge Abstandskriterium nicht erfüllen. Ein Windpark muss mindestens dem Zehnfachen der gesamten Turbinenhöhe von umliegenden Bebauungen entfernt sein (in der Praxis ein Umkreis von ca. 1,5 – 2 km). Die Einführung einer solchen Einschränkung hat weitreichende Konsequenzen.

Denn es ist zu beachten, dass die Überführung der Windparkinvestition in das Verfahren über den Erlass der Baugenehmigung ein schwieriger, zeitaufwendiger und kostspieliger Prozess ist, bei dem sich der Bauträger durch eine Reihe verwaltungs- und zivilrechtlicher Verfahren quälen muss.

Nach der vorläufigen Wahl des Standortes des Windparks muss der Investor dafür sorgen, dass das betreffende Gelände eine entsprechend bestimmte Bewirtschaftungsart aufweist. Eine äußerst wichtige Etappe, die ebenfalls schwer zu durchlaufen ist, besteht in der Einholung eines Bescheids über die umweltrechtlichen Bedingungen, im Allgemeinen „Umweltbescheid“ genannt. Im Rahmen des o.g. Verfahrens ist der Investor oft gezwungen, einen kostspieligen Bericht über die Auswirkungen des betreffenden Windparks auf die Umwelt vorzubereiten. Der Investor muss ferner die Netzanschlussbedingungen für den geplanten Windpark einholen, was schon am Anfang eine Anzahlung auf die Netzanschlusskosten i. H. v. 30.000 PLN für jedes angeschlossene Megawatt erfordert. Je nach Investitionsstandort ist der Investor verpflichtet, viele weitere Genehmigungen und Abstimmungen einzuholen, wovon folgende besonders hervorzuheben sind: Zustimmung zum Ausschluss der Grundstücke von der landwirtschaftlichen Produktion, Abstimmungen mit den zuständigen Behörden der zivilen und militärischen Luftfahrt im Bereich der Markierung einzelner Windkraftanlagen, Abstimmungen mit dem zuständigen Straßenverwalter oder sogar mit dem Denkmalpfleger. Teuer ist auch die Absicherung des Rechts auf dasjenige Grundstück, auf dem in Zukunft der betreffende Windpark entstehen soll.



In Hinblick auf die verschiedenen Standorte und Sachverhalte ist es ziemlich schwierig, die dem Investor während der Entwicklung eines Windparkprojektes entstehenden Kosten präzise einzuschätzen; es wird jedoch angenommen, dass dies erhebliche Kosten sind, die zwischen 70.000 und 100.000 Euro pro geplante Megawatt des Windparks liegen können. Engagiert sich ein Investor bei mehreren großen Projekten, so können die Verluste sogar mehrere Dutzend Millionen Euro betragen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass diejenigen Investoren, die über eine entsprechende Finanzierung verfügen und alle (oft kostspieligen und rechtlich komplizierten) Anforderungen an die Umsetzung von Windparkprojekten in Polen erfüllt haben – außer der Einholung von Baugenehmigungen, die jedoch unter solchen Umständen nur als formelle und rein technische Tätigkeiten anzusehen sind – das Recht auf die Fertigstellung ihrer Projekte und somit auf den Genuss der Vorteile daraus genommen wurde.

Sowohl ein polnischer als auch ein ausländischer Investor, der sich in einer (vergleichbaren) Situation wie der oben beschriebenen befindet, kann lt. polnischem Recht zu erreichen versuchen, dass die Vorschriften über das Abstandskriterium für verfassungswidrig erklärt werden (z.B. wegen der Verletzung des Rechtsstaatsprinzips, aus dem der Grundsatz des Schutzes der erworbenen Rechte oder des Schutzes schwebender Geschäfte abgeleitet wird). Das Ziel solcher meist langwieriger Handlungen ist der Versuch, eine Baugenehmigung und später auch eine Nutzungsgenehmigung einzuholen, bzw. eine entsprechende Entschädigung vom polnischen Staat zu erhalten.

Der natürlichste und günstigste Weg für einen ausländischen Investor besteht jedoch darin, sein Recht vor einem vom polnischen Staat unabhängigen Forum zu suchen; ein solches Forum ist das internationale Schiedsgericht mit Sitz außerhalb Polens, das speziell zur Entscheidung über die betreffende Sache berufen wird und sein Urteil gemäß den völkerrechtlichen Rechtsnormen des internationalen Investitionsschutzes anstatt nach den polnischen Gesetzen fällt.

In der besprochenen Situation ist ein solcher Schutz gewährleistet durch bilaterale Abkommen über den Investitionsschutz, deren Partei Polen ist (Polen ist Partei von mehr als 60 solcher Abkommen, u.a. mit Deutschland, Spanien, Frankreich, den Niederlanden, Österreich oder den USA), sowie durch ein multilaterales Abkommen, das insbesondere Vorschriften über den Investitionsschutz im Energiesektor enthält, den Vertrag über die Energiecharta, geboten.

Das grundlegende internationale Schutzrecht, das in Fällen wie dem beschriebenen verletzt werden kann, ist das Verbot widerrechtlicher Enteignungen. Im beschriebenen Fall liegt eine Enteignung vor, da die Einführung des Abstandskriteriums das Recht der ausländischen Investoren, ihre geplanten Windparkprojekte umzusetzen und die Vorteile daraus zu ziehen annulliert. Solche Investitionen werden meistens mithilfe von Tochtergesellschaften (Zielgesellschaften) durchgeführt, deren Tätigkeit auf ein oder mehrere betreffende Projekte beschränkt ist. Demnach kann man alternativ feststellen, dass es zur Enteignung kommt, weil den Anteilen an den Zielgesellschaften jeglicher Wert entzogen wird.





Zu den weiteren Standards, die vielen Abkommen über den Investitionsschutz gemeinsam sind und deren Verletzung in dieser Situation zu erwägen ist, gehören insbesondere: (i) Standard der gerechten und billigen Behandlung sowie (ii) Standard des vollen Schutzes und der vollen Sicherheit. Die Verletzung dieser Standards wäre ein zusätzliches Argument, das die Position des ausländischen Investors im Schiedsverfahren in Bezug auf die Investition stärkt, aber nicht zur Erhöhung einer etwaigen Entschädigung aus Polen beitrüge, da die Verletzung des Verbots widerrechtlicher Enteignungen grundsätzlich den Erlass eines Urteils durch das Schiedsgericht zur Folge hätte, das die volle Entschädigung für die enteigneten Vermögensrechte zuerkennt. Abhängig von den Spezifika der betreffenden Situation könnte eine solche Entschädigung die Aufwendungen für die getätigte Investition oder – was die Mehrheit der Investoren wahrscheinlich bevorzugen wird – den Wert der verlorenen Investition decken. Der Wert ermittelt sich z. B. aus dem diskontierten rational zu erwartenden Erlös aus dem Windpark in dem entsprechenden Zeitraum, vermindert um den Betrag der sonstigen Aufwendungen, die für die Inbetriebnahme des Windparks notwendig sind.

Zweifelsohne lohnt es sich, dafür zu kämpfen. Da nicht jeder Fall identisch ist, ist vor der Entscheidung über die Einleitung des Schiedsverfahrens der Sachverhalt genau zu prüfen, um seine Schwächen und Stärken zu identifizieren. Zusätzlich sollte man sich mit dem bzw. den Abkommen vertraut machen, auf das/die wir uns im potenziellen Streit zu berufen beabsichtigen; in der Regel werden dies das bilaterale Abkommen zwischen Polen und dem Herkunftsland des betreffenden Investors sowie der Vertrag über die Energiecharta sein. Auch die Anforderungen, die vor der Einleitung des Schiedsverfahrens zu erfüllen sind, sollten geläufig sein. Ein wesentlicher Teil der bilateralen Abkommen, dass die Verhandlungen über einen bestimmten Zeitraum („cooling-off period“) andauern müssen, beispielsweise sechs Monate ab der schriftlichen Aufforderung des polnischen Staates, die Streitigkeit gütlich beizulegen.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec, LL.M.

Rechtsanwalt (Polen)

Tel.: +48 (22) 2 10 - 69 90

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro





> Crowdfunding für Energieprojekte

Von Sarah Schneider

Crowdfunding (auch Schwarmfinanzierung) bietet Initiatoren von Projekten die Möglichkeit, z.B. über Crowdfunding-Plattformen im Internet, an ein großes Publikum (die Crowd) heranzutreten, neue Ideen vorzustellen und Kapital von typischerweise nicht professionellen Anlegern einzuwerben. Dabei unterscheidet man in der Praxis im Wesentlichen zwischen vier Modellen: dem spendenbasierten Crowdfunding, dem gegenleistungsbasierten Crowdfunding, dem kreditbasierten Crowdfunding (auch Crowdlending) und dem Equity-based-Crowdfunding (auch Crowdinvesting). Ursprünglich war Crowdfunding für die Finanzierung von Start-up-Unternehmen gedacht. Heute nutzen allerdings auch etablierte Unternehmen diese Finanzierungsform. Im Zusammenhang mit Energieprojekten sind insbesondere das Crowdlending sowie das Crowdinvesting interessante Möglichkeiten, Kapital zu beschaffen.

Beim Crowdlending werden über eine Internetplattform von einer Vielzahl von Geldgebern Darlehen entgegengenommen. Der jeweilige Geldgeber erhält im Gegenzug das Versprechen, dass er den zur Verfügung gestellte Betrag (zumeist nebst Zinsen) zurückerhält. Beim Crowdinvesting hingegen erlangt der Geldgeber als Gegenleistung für das zur Verfügung gestellten Kapital eine Beteiligung am zukünftigen Ergebnis der geldnehmenden Beteiligungsgesellschaft.

Laut Crowdinvesting Marktreport 2015 des Crowdfunding Informationsportals crowdfunding.de wurde im Jahr 2015 in Deutschland ein Investitionsvolumen von insgesamt 48,9 Mio. Euro allein über Crowdinvesting erzielt (gegenüber 18,2 Mio. Euro im Jahr 2014). 6,9 Mio. Euro entfielen dabei auf sog. „grüne Energieprojekte“. Im Jahr 2014 waren es noch 2,6 Mio. Euro. Nach Immobilieninvestitionen und Investitionen in Start-up-Unternehmen sowie kleine und mittlere Unternehmen (KMU) hatten die grünen Energien 2015 mit 14,1 Prozent den gemessen am Finanzierungsvolumen drittgrößten Marktanteil. Mit insgesamt 46 erfolgreich finanzierten Projekten führten sie die Liste sogar an. Die größten Marktanteile innerhalb der Investitionskategorie „grüne Energien“ haben nach dem Crowdinvesting Marktreport 2015 mit 30,4 Prozent Investitionen in Energieeffizienz, gefolgt von Investitionen in Solarenergie mit 21,8 Prozent und in Windenergie mit 16,8 Prozent.

Sowohl beim Crowdlending als auch beim Crowdinvesting können für den jeweiligen Geldnehmer und für den Betreiber der Internetplattform Pflichten nach aufsichtsrechtlichen Vorschriften entstehen. Zu diesen möglichen Pflichten gehören neben Erlaubnispflichten nach dem Kreditwesengesetz (KWG), dem Zahlungsdiensteaufsichtsgesetz (ZAG) und dem Kapitalanlagegesetzbuch (KAGB) auch Prospektspflichten nach dem Vermögensanlagegesetz (VermAnlG) und dem Wertpapierprospektgesetz (WpPG) sowie sonstige Pflichten, beispielsweise nach dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG). Dabei kommt es stets auf die Ausgestaltung des Crowdfundings an.

Eine denkbare Gestaltungsmöglichkeit für das Crowdlending ist insbesondere die Ausgestaltung als sog. „Nachrangdarlehen“. Bei einem Nachrangdarlehen vereinbaren der Geldgeber und der Geldnehmer im Rahmen des Darlehensvertrags, dass der Geldgeber nachrangig gegenüber den übrigen Gläubigern des Geldnehmers befriedigt wird. Insbesondere werden die Zinszahlungen sowie die Rückzahlung des gewährten Kapitals unter die Bedingung gestellt, dass dadurch kein Grund für die Eröffnung des Insolvenzverfahrens herbeiführt wird (sog. qualifizierter Nachrang). Wird ein solcher qualifizierter Nachrang wirksam vereinbart, handelt es sich nicht um ein sog. Einlagengeschäft nach dem KWG, das eine entsprechende Erlaubnis nach dem KWG erfordern würde. Vielmehr stellt die Darlehensentgegennahme eine gegebenenfalls privilegierte Vermögensanlage nach dem VermAnlG dar.



Auf das Crowdfunding finden die Vorschriften des VermAnlG dann Anwendung, wenn es sich bei der geldnehmenden Beteiligungsgesellschaft um ein sog. operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors, mithin nicht um ein Investmentvermögen, handelt und das KAGB aus diesem Grund nicht anwendbar ist. Die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) sieht insbesondere solche Unternehmen als operativ tätige Unternehmen an, „die Immobilien entwickeln oder errichten, Güter und Handelswaren produzieren, kaufen, verkaufen, tauschen oder sonstige Dienstleistungen außerhalb des Finanzsektors anbieten“. Auch Beteiligungsgesellschaften, die eine Wind-, Solar- oder sonstige Anlage zur Energieerzeugung selbst oder über einen von der Beteiligungsgesellschaft eingeschalteten und kontrollierten Dritten betreiben, können bei entsprechender Ausgestaltung unter diese Definition fallen. Das VermAnlG enthält mehrere Ausnahme- bzw. Befreiungsregelungen. Im Zusammenhang mit dem Crowdfunding können speziell die Ausnahmeregelungen in § 2 Nr. 3 VermAnlG und die seit dem Inkrafttreten des Kleinanlegerschutzgesetzes (siehe dazu unseren Beitrag zum Inkrafttreten des Kleinanlegerschutzgesetzes in E|nEws Oktober 2015) geltende Befreiung für Schwarmfinanzierungen in § 2a VermAnlG relevant sein. Dabei ist zu beachten, dass die Ausnahmeregelungen in § 2 Nr. 3 VermAnlG nach der Gesetzesbegründung sowohl auf das Crowdlending als auch auf das Crowdfunding Anwendung finden, während die Befreiung nach § 2a VermAnlG für den Fall des Crowdinvestings regelmäßig nicht nutzbar ist.

§ 2 Nr. 3 VermAnlG enthält drei voneinander unabhängige Ausnahmeregelungen und erklärt einen Großteil der Vorschriften des VermAnlG für nicht anwendbar, sofern es sich bei dem Crowdfunding um ein Angebot handelt, bei dem nicht mehr als 20 Anteile von derselben Vermögensanlage angeboten werden, der Verkaufspreis der im Zeitraum von zwölf Monaten angebotenen Anteile einer Vermögensanlage insgesamt 100.000 Euro nicht übersteigt oder der Preis jedes angebotenen Anteils einer Vermögensanlage mindestens 200.000 Euro je Anleger beträgt. § 2a VermAnlG schränkt den Anwendungsbereich des VermAnlG auf das Crowdlending hingegen ein, sofern die Nachrangdarlehen ausschließlich im Wege der Anlageberatung oder Anlagevermittlung über eine Internet-Dienstleistungsplattform vermittelt und die im VermAnlG geregelten Schwellenwerte für den Gesamtbetrag der Vermögensanlagen desselben Emittenten, die ein Anleger erwerben kann, nicht überschritten werden.

Greift eine der dargestellten Ausnahme- bzw. Befreiungsregelungen ein, so kann u.a. die Veröffentlichung eines Verkaufsprospekts sowie – im Falle des Eingreifens einer der Ausnahmeregelungen in § 2 Nr. 3 VermAnlG – die Erstellung eines Vermögensanlagen-Informationsblattes nicht verpflichtend sein.

Bei Crowdfunding handelt es sich nach wie vor um ein relativ kleines, sich aber rasch entwickelndes Feld. Für Projekte aus dem Bereich Erneuerbare Energien wird Crowdfunding, wie sich in den vergangenen Jahren gezeigt hat, immer interessanter. Die in diesem Zusammenhang für den Geldnehmer entstehenden, insbesondere aufsichtsrechtlichen Pflichten hängen dabei entscheidend von der Ausgestaltung des Crowdfundings ab. Gerne beraten wir Sie dabei!

Kontakt für weitere Informationen:



Sarah Schneider

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (40) 2 29 29 7 - 5 31

E-Mail: sarah.schneider@roedl.de





> Independent Power Producer in den USA – und Apple gehört dazu

Von Ralf Rüdenburg

Anfang August dieses Jahres hat die US-Regulierungsbehörde für Energie (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) der Apple Energy, LLC, einer Tochtergesellschaft der Apple, Inc., die Erlaubnis erteilt, als Energieversorger auf dem US-Strommarkt zu agieren. Damit kann sie unter anderem überschüssige selbst erzeugte Energie veräußern. Diese Entscheidung gibt Anlass, über die Entwicklung der letzten Jahre sowie den aktuellen Stand bei den IPP in den USA zu berichten sowie Chancen und Risiken für deutsche Unternehmen zu beurteilen.

Independent Power Producer in den USA

Apple hat mit der Erlaubnis, als IPP auf dem US-Markt zu agieren, für Schlagzeilen gesorgt. Da die Stromerzeugung bei Apple vor allem mit Sonnen- und Windkraft erfolgt, hat insbesondere die Branche für Erneuerbare Energien diese Nachricht mit Freude registriert. Zeigt sie doch, welches Potenzial in diesem Bereich vorhanden ist. Das Silicon-Valley-Schwergewicht ist aber nicht das einzige und vor allem nicht das erste Unternehmen fern der Energiebranche, das diesen Schritt unternommen hat. Google hat sich von der US-Regulierungsbehörde für Energie bereits im Jahr 2010 bescheinigen lassen, dass es die Voraussetzungen erfüllt um als IPP tätig zu sein. Beiden Unternehmen ist es damit gestattet, überschüssigen selbst erzeugten Strom zu veräußern, Durchleitungskapazitäten zur Verfügung zu stellen sowie Dienstleistungen anzubieten, die im Zusammenhang mit der Energieversorgung stehen. Zum Beispiel, den Stromverbrauch in gewerblich genutzten Immobilien zu überwachen.

Aufgrund der aktuellen Meldung über Apple wollen wir einen Überblick über IPP in den USA geben. Dabei gehen wir auch auf das regulatorische Umfeld sowie Chancen und Risiken für deutsche Unternehmen ein. Beim regulatorischen Umfeld beschränken sich die Ausführungen auf das Bundesrecht.

Anteil der IPP am Strommarkt

Nach Angaben der U.S. Energy Information Administration hat sich die Stromerzeugung durch IPP im Zeitraum von 2005 bis 2014 wie folgt entwickelt :

Jahr	Kohle	Öl	Ölkoks	Erdgas	Gas, sonstiges ¹	Atomstrom	Wasserkraft (konventionell)	Erneuerbare Energien ²	Sonstiges ³	Summe
2005	507,199	37,096	9,664	445,625	3,767	345,690	21,486	51,708	6,285	1,428,520
2006	498,316	10,396	8,409	452,329	4,223	361,877	24,390	59,345	6,412	1,425,697
2007	507,406	13,645	6,942	500,967	3,901	378,869	19,109	65,751	6,191	1,502,781
2008	502,442	8,021	6,737	482,182	3,154	381,952	23,451	85,776	6,414	1,500,129
2009	419,031	6,306	4,288	491,839	2,962	381,579	24,308	101,860	6,146	1,438,319
2010	449,709	5,117	3,497	508,774	2,915	382,126	22,351	120,956	6,345	1,501,790
2011	416,783	3,655	3,431	511,447	2,911	374,906	26,117	141,954	7,059	1,488,263
2012	354,076	2,757	1,758	627,833	2,984	374,509	20,923	160,064	7,030	1,551,934
2013	379,270	3,761	1,780	527,522	3,524	382,902	22,018	189,045	6,742	1,516,564
2014	371,882	6,732	1,408	551,976	3,852	377,295	21,221	213,991	6,740	1,555,097

Tabelle 1: Stromproduktion durch Independent Power Producer nach Segmenten (Angaben in 1.000 MWh)

¹ Unter anderem Hochofengas, Abgase.

² Ohne konventionelle Wasserkraft.

³ u.a. Müllverbrennung, Batterien, Schwefel, Wasserstoff.



Bemerkenswert ist, dass sich der Anteil der Erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum von 3,6 Prozent auf 13,7 Prozent fast vervierfacht hat und die Produktion um über 400 Prozent angestiegen ist.

Regulatorisches Umfeld

Auf Bundesebene sind als wichtige Regelungen der Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA), der Energy Policy Act of 1992 (EPAAct) sowie § 292 des Code of Federal Regulations zu nennen. Als Antwort auf die Ölkrise von 1973/1974 beendete der PURPA das Monopol der traditionellen Energieversorger in den USA und ermöglichte die Gründung von IPP. Um es ihnen zu ermöglichen, gegen die Energieversorger zu bestehen, garantierte extra geschaffene Regelungen den Marktzugang und die Befreiung von bestimmten Vorschriften. Für Investoren ist es wichtig zu wissen, welche Voraussetzungen gegeben sein müssen, damit die Regelungen Anwendung finden.

Eine der wichtigsten Voraussetzungen ist, dass es sich bei der geplanten Anlage zur Energieerzeugung um eine Qualifying Facility (QF) handelt. Davon ist in folgenden Fällen auszugehen:

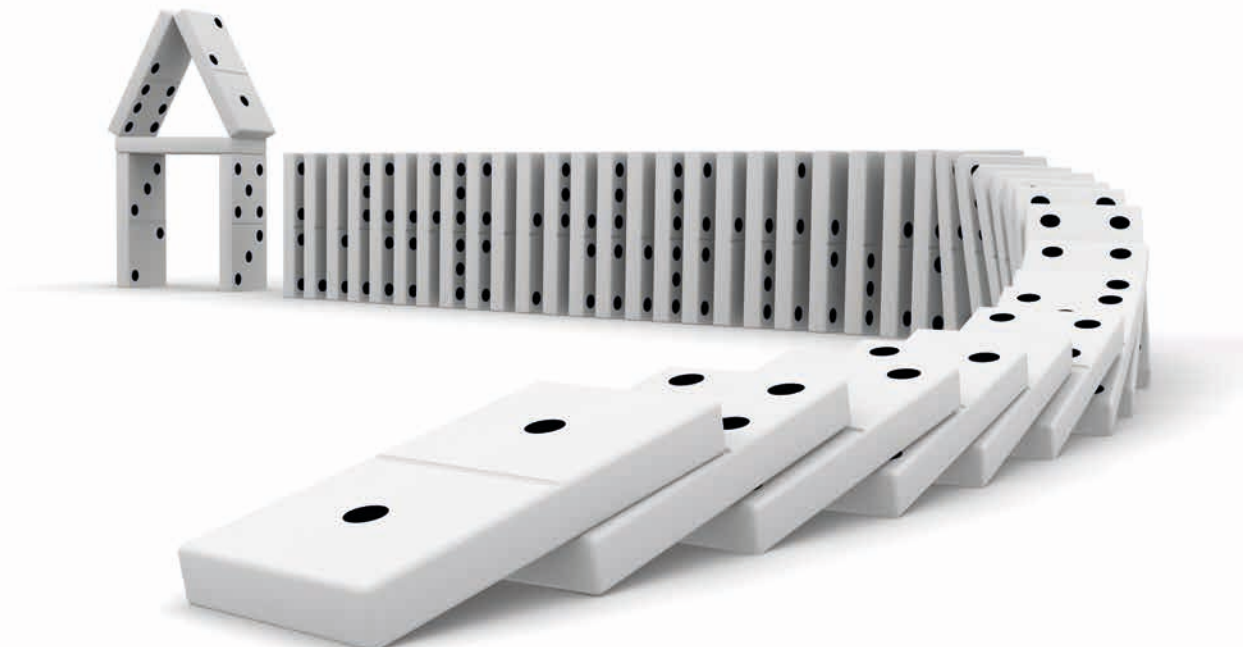
- > Die Anlage hat eine Kapazität von weniger als 80 MW und bei der Energiequelle muss es sich zu mindestens 75 Prozent um Biomasse, Müll oder Erneuerbare Energien handeln. Die Nutzung von fossilen Brennstoffen ist zwar bis zu einer Höhe von 25 Prozent möglich, soll sich aber grundsätzlich auf das notwendige Mass beschränken, um beispielsweise eine Notversorgung aufrechterhalten zu können.
- > Es handelt sich um eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, wobei eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Anerkennung als QF ist, dass der Einsatz der Anlage wirtschaftlicher sein muss, als die Kraft und Wärme separat zu erzeugen. Neben dieser Voraussetzung sind noch andere Bedingungen zu erfüllen, auf die im Rahmen dieses Beitrags aus Raumgründen nicht eingegangen wird.

Zu beachten ist auch, was die Behörden als Anlage ansehen, die als Ganzes zu beurteilen ist. Beispielsweise lassen sich mehrere Windkraftanlagen zu einer Anlage zusammenfassen, wenn sie in einer bestimmten Entfernung zueinander angeordnet sind. Sofern die Kapazität einer Anlage 1 MW übersteigt, muss eine Zertifizierung erfolgen, entweder durch Abgabe eines Antragsformulars im Rahmen einer Selbst-Zertifizierung oder durch Mitwirkung der FERC. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Varianten ist, dass die Zertifizierung unter Mitwirkung der FERC mit einer Gebühr in Höhe von 21.480 US-Dollar für Anlagen mit einer Kapazität von weniger als 80 MW und in Höhe von 24.310 US-Dollar für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen verbunden ist. In beiden Fällen ist es möglich, die Zertifizierung zu widerrufen, falls die FERC feststellt, dass die Voraussetzungen für die Erteilung nicht (mehr) gegeben sind.

Vorteile einer Zertifizierung

Die wesentlichen Vorteile einer Zertifizierung lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- > Abnahmeverpflichtung durch traditionelle Energieversorger: Die angestammten Energieversorger sind grundsätzlich dazu verpflichtet, Energie von zertifizierten QFs abzunehmen. Von dieser Verpflichtung können sich Energieversorger allerdings unter bestimmten Voraussetzungen befreien lassen. Eine der Voraussetzungen ist, dass die QF Zugang zu einem Marktplatz für Energiehandel hat (sogenannte „wholesale markets“). Für Investoren ist es wichtig zu wissen, dass „wholesale markets“ nicht in allen Regionen der USA vorhanden sind. Wo es keinen solchen Marktplatz gibt, ist immer direkt mit den ortsansässigen Energieversorgern zu verhandeln, was mit Schwierigkeiten verbunden sein kann. Denn trotz vorteilhafter Regelungen für IPP verhandeln letzten Endes Mitbewerber miteinander.





- > Erwerb von Leistungen der Energieversorger durch QFs: QFs haben das Recht, bei Bedarf selber Energie von den großen Energieversorgern zu erwerben. Auch von diesem Recht können sich Energieversorger unter bestimmten Voraussetzungen befreien lassen. Eine QF hat auch das Recht, sich an das Versorgungsnetz eines großen Energieversorgers anschließen zu lassen.
- > Nichtanwendung folgender wesentlicher Regelungen für bestimmte QFs:
 - > Public Utility Holding Act of 2005
 - > Vorschriften zu Preisen, organisatorischen und finanziellen Aspekten auf Bundesstaatenebene, die grundsätzlich für Energieversorger gelten
 - > einzelne Sektionen des Federal Power Act

Ob Regelungen Anwendung finden oder nicht, hängt davon ab, um welche Kategorie von QF es sich handelt. So bestehen für Anlagen mit einer Kapazität von weniger als 20 bzw. 30 MW und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine Vielzahl von Erleichterungen. Im Einzelfall empfiehlt sich eine genaue Prüfung, welche Regelungen anzuwenden sind und welche nicht.

Chancen und Risiken für deutsche Unternehmen

Der Markteintritt in den USA und die Behauptung auf dem Energiemarkt sollten als Herausforderung angesehen werden. Vor dem Hintergrund der Entwicklung bei den Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren und der zu erwartenden Entwicklung sollten Unternehmen, die als IPP tätig sind oder mit solchen als Projektentwickler oder Zulieferer zusammenarbeiten, den US-Markt nicht vernachlässigen. Diese Aussage kann trotz einiger Rückschläge unter anderem aufgrund des Anstiegs bei der Nutzung von Erdgas getroffen werden. Die E.ON AG sowie die Baywa AG sind aus deutscher Sicht Beispiele für Unternehmen, die erfolgreich auf dem US-Markt vertreten sind. Risiken für deutsche Unternehmen ergeben sich insbesondere in den Bereichen Standortwahl, Finanzierung und Zertifizierung von Anlagen. Bei gründlicher Planung lassen sich die Herausforderungen aber meistern.

Kontakt für weitere Informationen:



Ralf Ruedenburg

Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, Rechtsanwalt und Fachanwalt für Steuerrecht, Principal

Tel.: +1 (4 04) 5 25 - 26 00

E-Mail: ralf.ruedenburg@roedlusa.com



> Auswirkungen der neuen einheitlichen Umsatzsteuer in Indien auf die Erneuerbaren Energien

Von Anand Khetan

Das in Indien zurzeit bestehende System der indirekten Steuern sorgt nicht nur aufgrund einer Vielzahl verschiedener Umsatzsteuerarten auf Unions- (Indien) und Staatsebene (z.B. Tamil Nadu) und der daraus resultierenden Doppelbesteuerungen, sondern auch wegen der Vielzahl der erforderlichen Steuererklärungen, der komplexen steuerlichen Struktur und des damit zusammenhängenden Kaskadeneffekts für ein unübersichtliches steuerliches Umfeld.



In Anbetracht dessen bereitet sich Indien auf eine Steuerreform zum 1. April 2017 vor, die alle bestehenden indirekten Steuern, abgesehen von einigen wenigen, aber bedeutsamen Ausnahmen, zur neuen „Goods and Services Tax“ (GST) zusammenfasst. Die GST soll das „One Tax, One Market“-Prinzip verwirklichen durch:

- > Beseitigung des Kaskadeneffektes der verschiedenen Umsatzsteuern durch Zusammenfassung aller bestehenden indirekten Steuern
- > Reibungslose Verrechnung von Vorsteuerguthaben
- > Reduzierung von Steuermeldungen/-erklärungen und somit eine Verbesserung des „Ease of Doing Business“
- > Einfachere und verständlichere Steuerstruktur

Einen wichtigen Schritt zur Umsetzung der GST haben das indische Parlament mit der Verabschiedung des 122. Verfassungsänderungsgesetzes und die 16 Gesetzgebungsversammlungen auf Staatsebene mit der Ratifizierung des Gesetzes getan. Der vorgeschlagene Gesetzentwurf erhielt nunmehr auch die Zustimmung des indischen Präsidenten, sodass nun eine neue Steuerbehörde ins Leben gerufen werden kann, die die Umsetzung koordinieren soll. Hierzu gehören die Verabschiedung der entsprechenden GST-Gesetze auf Staats- und Unionssebene und die Vorbereitung von Durchführungsvorschriften.

Die Einführung einer derart umfangreichen Steuerreform wird auch erheblichen Einfluss auf den Sektor der Erneuerbaren Energien in Indien haben. Das derzeit geltende System der indirekten Steuern stuft Elektrizität umsatzsteuerrechtlich als „Ware“ und die Erzeugung von Elektrizität generell als „Herstellung“ ein. Für die Erzeugung sowie den Verkauf von Strom fielen jeweils Verbrauchssteuern („Excise Duty“), und Umsatzsteuern („VAT“) an. Doch angesichts der Tatsache, dass die Staatsregierungen mit der sogenannten „Electricity Duty“ eine spezielle Abgabe erheben, welche abhängig vom Elektrizitätsverbrauch des Endabnehmers je nach Unionsstaat zwischen 6 und 20 Prozent betragen kann, sind die Erzeugung und der Verkauf von Strom von Verbrauchs- und Umsatzsteuern befreit.

Um den Sektor der Erneuerbaren Energien zu fördern, bestehen des Weiteren verschiedene Ausnahmen und Vergünstigungen im Hinblick auf Zollabgaben für Bauteile, die für die Umsetzung von Stromerzeugungsprojekten erforderlich sind.

Dennoch sind zahlreiche für den Aufbau der Projekte benötigte Bauteile noch immer verbrauchs- und umsatzsteuerpflichtig. Da das Endprodukt „Elektrizität“ keinen Verbrauchs- und Umsatzsteuern unterliegt, sondern der aufgrund separater Gesetzgebung erhobenen „Electricity Duty“, können die so bezahlten unterschiedlichen Steuern nicht als Vorsteuer geltend gemacht werden und stellen folglich Kosten auf der Seite des Projektentwicklers dar, was einen Anstieg der gesamten Projektkosten zur Folge hat.

Obwohl Elektrizität als „Erzeugnis“ von strategischer Bedeutung angesehen wird und zahlreichen auf die Wertschöpfungskette verteilten Steuerbefreiungen unterliegt, betragen die Netto-Steuerkosten pro verbrauchter Stromeinheit in Indien bis zu 30 Prozent des Endpreises.

Im Zuge der Umstellung auf die GST hätte die Regierung diesen Missstand beheben können, indem sie die komplette Versorgungskette, einschließlich des Endprodukts „Elektrizität“ als GST-pflichtig deklarierte. Dies hätte nicht nur zur Folge, dass die Vorsteuer – beginnend bei den Projektentwicklern bis hin zu den Netzbetreibern – abzugsfähig wäre, sondern es hätte auch



bei gewerblichen und industriellen Stromverbrauchern bezüglich der von ihnen verbrauchten und bezahlten Strommenge zu einer entsprechenden Abzugsmöglichkeit geführt. Entsprechende Vorschläge von betroffenen Verbänden aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien lagen vor.

Im Rahmen der vom indischen Parlament verabschiedeten Verfassungsänderung wurde vorgeschlagen, alle wichtigen Steuern wie „Excise Duty“, „VAT/CST“ und „Service Tax“ innerhalb der GST zusammenzufassen. Dies jedoch unter Ausschluss des „Eintrags 53 in der Liste II des Anhangs VII der Verfassung“, welcher eben die Landesregierungen dazu berechtigt, die „Electricity Duty“ zu erheben.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Rechtsprechung „Elektrizität“ als „Ware“ qualifiziert, kann die Lieferung von Elektrizität im Rahmen der vorgeschlagenen GST-Reform immer noch GST-pflichtig sein, was effektiv in eine Doppelbesteuerung münden würde. Es wird jedoch weitestgehend davon ausgegangen, dass Strom von der GST befreit sein wird, da die „Electricity Duty“ der jeweiligen Landesregierungen für den Verbrauch von Strom greifen soll. Insofern würde die Besteuerung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms auch weiterhin außerhalb des GST-Systems laufen.

Auf der anderen Seite, wird die GST auf die Beschaffung von Gütern/ Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Entwicklung und dem Betrieb von Prozessen anwendbar sein.

Dementsprechend ist die GST auf Beschaffungen der Projektentwickler weiterhin nicht anrechenbar und stellt deshalb Kosten in der Produktionskette dar. Wesentlich höhere Steueraufwendungen nach der GST-Reform wird es voraussichtlich aufgrund der folgenden Überlegungen geben:

- > Die Liste der Waren, für welche derzeit eine Freistellung besteht, würde nach der GST-Reform deutlich reduziert werden. Demnach würden diverse Güter nach der GST-Reform nicht mehr von der Umsatzsteuer befreit sein.
- > Der vergünstigte Steuersatz von 2 Prozent auf bestimmte Käufe würde entfallen, mit der Folge, dass der normale GST-Satz gelten würde.
- > Der derzeit vorgeschlagene GST-Satz von 20 Prozent ist generell höher, als die aktuell geltenden Sätze der verschiedenen Umsatz- und Verbrauchssteuern.

Gemäß eines Berichts des Ministeriums für Neue und Erneuerbare Energien über die „Auswirkungen der GST auf Kosten der Erneuerbaren Energien“ wird es negative Auswirkungen der GST Reform im Hinblick auf die Kosten der Errichtung und des Betriebs von Anlagen geben. Diese Kosten wird man dann an die Stromkunden weitergeben müssen. Je nach Art der Anlage

ist davon auszugehen, dass die Kosten um 11 bis 20 Prozent steigen werden. Die erhöhten Steuerkosten hätten nicht nur negative Auswirkungen auf die Errichtungskosten für Anlagen, sondern würden auch die Anforderungen an die Höhe des Betriebskapitals steigern, welches wiederum zu höheren Finanz- und Betriebskosten führt.

Die indische Regierung hat das ehrgeizige Ziel die Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen von nur 43 GW im April 2016 auf 175 GW bis zum Jahr 2022 zu erweitern. Die 175 GW sollen dann bestehen aus 100 GW Solarenergie, 60 GW Windkraft, 10 GW Bio-Energie und 5 GW Kleinwasserkraft. Um dieses Vorhaben erreichen zu können, müsste die indische Regierung ihre Strategien im Hinblick auf die GST für den Sektor der Erneuerbaren Energien überdenken und gewährleisten, dass die gesamte Lieferkette – beginnend vom Projektentwickler bis hin zum Endkonsumenten – zum Vorsteuerabzug berechtigt ist. Sollte dies nicht möglich sein, wären folgende Optionen denkbar:

- > Einführung bedingungsloser Freistellungen unter der GST auf alle Güter (sei es Kapital oder sonstige) sowie benötigte Dienstleistungen, um eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu errichten. Ist die GST anzuwenden, sollten die genannten Waren und Dienstleistungen unter die „Zero Rate“ fallen, was Entwickler und Lieferanten dazu berechtigen würde, Vorsteuerabzüge für solche Projekte in Anspruch zu nehmen.
- > Sollte eine solche Ausnahme nicht einheitlich zur Verfügung stehen, könnte einem Projektentwickler der Vorsteuerabzug für gezahlte Steuern auf Waren und Dienstleistungen für den Aufbau eines spezifischen Projektes gestattet werden.
- > Regelmäßige Überprüfung der Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung der durch die GST erhöhten Steuerkosten für Unternehmen aus der Branche der Erneuerbaren Energien.

Kontakt für weitere Informationen:



Anand Khetan

Chartered Accountant

Tel.: +91 (0) 20 66 25 - 71 02

E-Mail: anand.khetan@roedl.pro



> Wege zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Schwellen- und Entwicklungsländern

Von Matthias Rübsamen und Maria Ueltzen

Das zunehmende Wachstum von Erneuerbaren Energien außerhalb Europas und die politische Neuausrichtung vieler Länder lassen Projektentwickler und Investoren gleichermaßen auf neue Expansionschancen hoffen. Durch die vielfältigen lokalen Herausforderungen und ihren Einfluss auf die Projektfinanzierung kommt dem Risikomanagement eine wichtige Rolle zu. Die sorgfältige Auswahl und Kombination verschiedener Finanzinstrumente kann ein Engagement in aufstrebenden Regionen ermöglichen und den Projekterfolg entscheidend beeinflussen.

Das Jahr 2015 stellt einen Wendepunkt in der Geschichte der Erneuerbaren Energien (EE) dar: Zum ersten Mal wurde in Schwellen- und Entwicklungsländern mehr in diesen Sektor investiert als in Industrieländern. Die Ursachen lassen sich zunächst an der kurzfristigen Entwicklung der Gesamtinvestitionen in Erneuerbare Energien auf einigen Schlüsselmärkten festmachen: Während sie von 2014 bis 2015 in Europa stark um 21 Prozent gesunken sind, konnten vor allem in China, Brasilien und Indien ein starkes Wachstum verzeichnet werden.

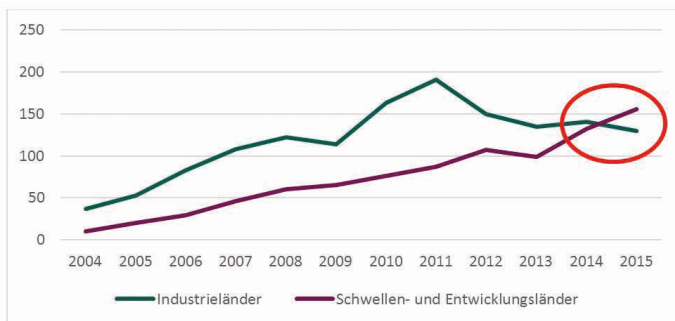


Abbildung 1: Gesamtinvestitionen in EE nach Länderkategorien, in Mrd. EUR¹

Langfristig erkennt man, dass das jährliche Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien in Schwellen- und Entwicklungsländern von 2004 bis 2015 weitestgehend konstant von damals 9 Mrd. USD auf 156 Mrd. USD im vergangenen Jahr¹ zugenommen hat. Viele der dort zum Teil vergleichsweise höher wahrgenommenen Risiken führen jedoch oft zu beträchtlichen Risikoaufschlägen bei Kapitalgebern, was die Konkurrenzfähigkeit bzw. Realisierbarkeit von EE-Projekten beeinträchtigt.^{2,3}

Besondere Risiken und Folgen für die Wirtschaftlichkeit

Für Investoren stellt die stärkere Ausprägung **politischer und finanzieller Risiken** in Schwellen- und Entwicklungsländern eine erhebliche Herausforderung dar. Folgende Risiken werden für Schwellen- und Entwicklungsländer besonders häufig genannt und sollen einen ersten Überblick über dortige Besonderheiten geben:

Politische Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Länderrisiken • Rechtsrisiken • Bürokratische Hürden • Institutionelle Mängel

Finanzielle Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Währungsrisiken • Inflationsrisiken • Zinsänderungsrisiken • Liquiditäts- und Refinanzierungsrisiken • Eigenkapitalmangel • Geringes Transaktionsvolumen • Allg. "Kreditbremse" bei Geschäftsbanken • Mangel an langfristigen Krediten

Sonstige Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Abnehmerrisiken • Netz- und Übertragungsrisiken • Mängel in bestehender Infrastruktur

Abbildung 2: Besondere Risiken in Schwellen- und Entwicklungsländern^{4,5,6,7}

Die Wettbewerbsfähigkeit von Erneuerbaren Energien ggü. konventionellen Erzeugungstechnologien in Bezug auf die Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Electricity = LCOE) haben bereits viele Studien belegt.⁸ Verschiedene Parameter beeinflussen die LCOE. Neben den Anschaffungskosten, Standortbedingungen, Betriebskosten und der Lebensdauer der Anlagen haben besonders die Finanzierungsbedingungen erhebliche Auswirkungen auf die Marktpotenziale von EE.⁹

Die zusätzlichen Risiken in Schwellen- und Entwicklungsländern (s. Abb. 2) belasten die Kapitalkosten für EE-Projekte in besonderem Maß. Wegen der meist hohen Anfangsinvestitionen leidet die Wettbewerbsfähigkeit von EE unter den dort deutlich höheren Kapitalkosten, was deren Akzeptanz bei der lokalen Wirtschaft und Bevölkerung mindert. Die Bankability bzw. die Finanzierung von EE-Projekten stellt somit eine der Haupthürden für den Erfolg von EE in Schwellen- und Entwicklungsländern dar und erfordert verstärktes Risikomanagement. Zur Verbesserung der Finanzierbarkeit finden in Industrieländern üblicherweise privatwirtschaftliche Instrumente wie etwa Versicherungen oder ein umfassender und klar geregelter Stromabnahmevertrag (Power Purchasing Agreement = PPA, ggfs. auch gesetzlich geregelt als Einspeisevergütung) zwischen Projektgesellschaft und Energieversorgungsunternehmen (EVU) Anwendung. Aufgrund der relativ weitreichenden Auswirkungen von politischen und finanziellen Risiken lässt sich jedoch feststellen, dass Versicherungen für die Besonderheiten in Schwellen- und Entwicklungsländern entweder zu teuer, nicht verfügbar oder schlicht nicht geeignet sind.¹⁰ Beide Risikogruppen verlangen daher zusätzliche Lösungen.



Lösungsansätze für politische Risiken

Hinsichtlich politischer Risiken muss die Initiative zur Beseitigung der Hürden für Investoren klar von der nationalen Regierung und den Institutionen ausgehen. IFIs (International Financial Institutions, z.B. Weltbank) können dabei nur beratend tätig werden. Zu den wesentlichen Maßnahmen der Politik zählen

- > eine klare und langfristig ausgerichtete Regulierung des Energie- und Strommarkts,
- > eine eindeutige Verteilung der Zuständigkeiten unter den Institutionen bei Fragen zu EE und
- > die Verbreitung von Leitfäden und Good Practices auf allen Ebenen der Behörden.

Daneben finden sog. „One-stop-shop“-Lösungen bereits praktische Anwendung: Klar strukturierte Bewerbungs- und Genehmigungsprozesse sowie standardisierte Dokumente sollen zu einer reibungslosen Projektabwicklung in den Behörden führen und die Erreichung nationaler Energieziele transparenter machen.¹¹

Maßnahmen und Instrumente für finanzielle Risiken

Für Investoren spielen bei der Anlageentscheidung v.a. die finanziellen Risiken in den Zielländern eine Rolle. Bevor die dafür verfügbaren Finanzinstrumente genauer beschrieben werden, sollen zunächst einige der grundlegenden Maßnahmen und Empfehlungen sowohl für IFIs und Geschäftsbanken als auch für Projektentwickler (Engineering, Procurement and Construction = EPC) und Investoren aufgezeigt werden.

Durch die langfristige Orientierung von EE-Projekten kann die teilweise extreme Inflation in Schwellen- und Entwicklungsländern die Höhe der Cashflows von Projektgesellschaften erheblich beeinflussen. Die inflationsbedingten Risiken hängen von verschiedenen Faktoren ab (z.B. Regelungen zum Inflationsausgleich im PPA und in langfristigen Verträgen mit Dritten, kurz- und langfristige Korrelationen zwischen Inflation, Wechselkursen und Zinsänderungen etc.).^{7, 12} Um starke Schwankungen der Cashflows zu vermeiden, sollte die Projektgesellschaft (d.h. der Independent Power Producer = IPP) jedoch auf folgende zwei Grundsätze achten:

- > Der Inflationsausgleich im PPA und in langfristigen Verträgen mit Dritten erfolgt in ähnlicher Form.
- > Die Währungen für die Vergütung und für die Finanzierung sind identisch.

Die in anderen Märkten von Dritten verfügbaren Hedging-Instrumente zur Erreichung dieser Ziele aus Sicht des Investors stehen in Schwellen- und Entwicklungsländern wie oben erwähnt nicht ausreichend zur Verfügung.

Viele Investoren meiden Schwellen- und Entwicklungsländer oft auch aufgrund des geringen Volumens einzelner Projekte und unverhältnismäßig hoher Transaktionskosten.⁷ Mittlerweile

bieten jedoch verschiedene Online-Plattformen eine gute Übersicht über potenzielle EE-Projekte, mit denen die Transaktionskosten überschaubar bleiben und die Vermittlung von EPC und Mittelgeber gefördert wird.

Hinsichtlich Kreditfinanzierung bestehen in Schwellen- und Entwicklungsländern zwei große Problemfelder. Auch bei ausreichenden Refinanzierungsmöglichkeiten sind lokale Banken im EE-Sektor zurückhaltend („Kreditbremse“). Hintergrund ist oft fehlendes Know-how oder mangelnde Erfahrung.⁶ Technical-Assistance-Leistungen von IFIs widmen sich dieser Problematik. Außerdem besteht oft ein großer Mangel an lokalen langfristigen Krediten. Die Ursachen hierfür liegen u.a. in der nationalen und internationalen Finanzmarktregulierung.⁵ Um diesen Hemmnissen entgegenzuwirken, vergeben IFIs oft verschiedene Darlehensformen (z. B. Nachrangdarlehen oder Convertible Loans) mit längeren Laufzeiten mittels Hausbankprinzip (sog. „On-lending“) über Geschäftsbanken an den Endkreditnehmer.⁴

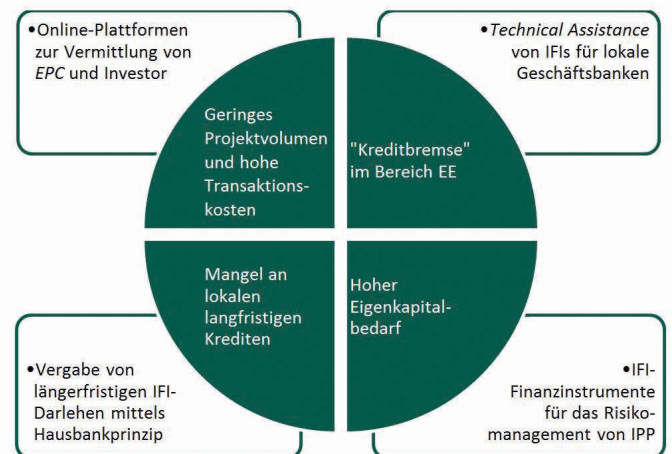


Abbildung 3: Grundlegende Maßnahmen für ausgewählte Risiken bei EE-Projekten

Vor dem Hintergrund der Bankability von EE-Projekten sei auch auf den hohen Eigenkapitalbedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern hingewiesen. So fordern Banken teilweise über 40 Prozent Eigenkapitalanteil.⁵ IFIs setzen anstelle der Direktfinanzierung jedoch vermehrt auf z.B. Garantien oder Liquiditätsfazilitäten, welche die Risiken von Projektgesellschaften auf die IFIs transferieren, die Finanzierung selbst aber lokalen Banken und Privatinvestoren überlassen. Auf diese Weise wird durch die begrenzten Mittel der IFIs zusätzliches Kapital mobilisiert und dem vorherrschenden Eigenkapitalmangel in Schwellen- und Entwicklungsländern auf breiterer Front entgegengewirkt.⁴ Welche Finanzinstrumente im Rahmen des Risikomanagements für EE-Projekte infrage kommen, stellt Abb. 4 dar.



	Staatliche Teilgarantie	Versicherung für politische Risiken	Teilkreditgarantie	Derivate für Währungsrisiken	Garantiefonds für Währungsrisiken	Kredite in inländischer Währung	Externe Liquiditätsgarantie	Liquiditätsfazilität	Ressourcenrisikofonds
Länderrisiken	✓	✓	✓						
Rechtsrisiken	✓	✓	✓						
Währungsrisiken		✓		✓	✓	✓			
Liquiditäts- und Refinanzierungsrisiken								✓	✓
Abnehmerrisiken	✓	✓	✓					✓	
Netz-/Übertragungsrisiken		✓	✓						
Ressourcenrisiken									✓

Abbildung 4: Finanzinstrumente für das Risikomanagement in Schwellen- und Entwicklungsländern⁴

Zinsänderungs- und Währungsrisiken können in Industrieländern grundsätzlich über Derivate wie Forwards oder Swaps abgesichert werden. In Schwellen- und Entwicklungsländern liegen solche Produkte jedoch oft nur mit kurzer Laufzeit und geringer Liquidität vor. Spezialfonds wie der Currency Exchange Fund (TCX) sollen durch Währungsswaps zu einer besseren Refinanzierung der lokalen Geschäftsbanken führen.¹³ Ob diese dadurch tatsächlich vermehrt langfristige Kredite in inländischer Währung anbieten, von denen wiederum Projektgesellschaften profitieren würden, ist im Einzelfall zu prüfen.¹⁴

Beispiele für Finanzinstrumente von deutschen Anbietern

Ausgehend von Produkten des deutschsprachigen Raums bieten die Lösungspakete der DEG (Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft) gute Möglichkeiten, den teilweise vorherrschenden Kapitalmangel in ausländischen Märkten zu mindern. Neben langfristigen Darlehen zwischen vier und zehn Jahren, die auch in Lokalwährung angeboten werden, bietet die KfW-Tochtergesellschaft verschiedene Förderprogramme:

- 1. Klimapartnerschaften mit der Wirtschaft**
Das Programm unterstützt Klimaschutzmaßnahmen von deutschen, europäischen und lokalen Unternehmen durch die Übernahme von 50 Prozent der Kosten, z. B. für die Einführung innovativer Klimaschutztechnologien.
- 2. develoPPP**
Das Kofinanzierungsinstrument für Projekte mit einem entwicklungspolitisch und wirtschaftlich besonderen Mehrwert richtet sich an deutsche und europäische Unternehmen und übernimmt 50 Prozent der Kosten.
- 3. Up-Scaling**
Mit dem Programm werden innovative Pionierinvestitionen von deutschen, europäischen und lokalen KMUs in Entwicklungsländern gefördert, welche kurz vor der Kommerzialisierung stehen (z.B. Solar-Home-Systeme). Up-Scaling übernimmt bis zu 500.000 Euro der Gesamtinvestition, welche im Erfolgsfall wieder zurückzuzahlen sind.

- 4. Zuschüsse für Machbarkeitsstudien**
Für Machbarkeits- und Marktstudien im Rahmen der Vorbereitung von weiteren Investitionsmaßnahmen, wie etwa Windmessungen für Windparks, kann die DEG 50 Prozent der Kosten übernehmen.

Förderprogramme stellen zwar diverse Anforderungen an Projektgesellschaften, etwa einen besonderen entwicklungspolitischen Nutzen, honorieren das jedoch mit einem Zuschuss von bis zu 200.000 Euro.¹⁵

Beispiele für Finanzinstrumente von internationalen Anbietern

Auf Ebene der internationalen Produkthanbieter sind drei weitere Programme beispielhaft erwähnenswert: GuarantCo, der Global Climate Partnership Fund (GCPF) und die Regional Liquidity Support Facility (RLSF).

- 1. GuarantCo**
Ziel des Programms der niederländischen Entwicklungsbank FMO ist die lokale Bereitstellung von Krediten für Infrastrukturprojekte. Die Vergabe von Teilkreditgarantien an lokale Banken soll dafür einen Anreiz zur Vergabe von Darlehen mit dem notwendigen Volumen und mit ausreichender Laufzeit schaffen. Die Teilkreditgarantie schützt die Bank vor möglichen Zahlungsausfällen der Projektgesellschaft. Die Ausgestaltung ist zwar sehr flexibel, erfordert jedoch eine umfangreiche Abstimmung zwischen Projektgesellschaft, lokaler Bank und GuarantCo. Zudem liegt die Initiative beim Projektentwickler, der bei der lokalen Bank für die Einbeziehung von GuarantCo werben muss.
- 2. Global Climate Partnership Fund**
Der Global Climate Partnership Fund (GCPF) versteht sich als öffentlich-private Partnerschaft (public private partnership = PPP) und wurde u.a. von der KfW Bankengruppe ins Leben gerufen. Die Mittelverwaltung übernimmt die responsAbility Investments AG. Einerseits dienen die Fondsmittel der Refinanzierung von „Öko-Kredit“ (Green lending programmes) lokaler Banken in Schwellen- und Entwicklungsländern, wovon deutsche Projektentwickler je nach Projektstruktur auch profitieren können. Andererseits finanziert der GCPF auch direkt EE-Projekte, welche aufgrund ihrer Komplexität keine lokale langfristige Kreditfinanzierung erhalten.

Die Finanzierung erfolgt i.d.R. über Darlehen i.H.v. fünf bis zehn Mio. USD mit einer Laufzeit von bis zu zehn Jahren, wodurch der Mangel an langfristigen Krediten direkt angegangen wird. Es kann auch auf Eigenkapital und Mezzanine-Kapital zurückgegriffen werden. Der Nachweis der Förderfähigkeit und das folgende Reporting verursachen zwar Aufwand auf Projektfinanzierungsebene, trotzdem ist der GCPF gerade in risikoreicheren Ländern eine weitere Alternative.¹⁷



3. Regional Liquidity Support Facility

Die Regional Liquidity Support Facility (RLSF) adressiert Liquiditätsprobleme von EVUs in Schwellen- und Entwicklungsländern. Sie gelten als Ursache für Abnehmerrisiken und verhindern oft das Financial Closing für EE-Projekte von IPPs. Deswegen hat die KfW zusammen mit der Africa Trade Insurance Agency (ATI) für Ghana, Kenia, Sambia, Malawi und Ruanda die RLSF eingerichtet. Diese soll potenzielle kurzfristige Zahlungsausfälle der EVUs ggü. den IPPs überbrücken und somit deren geplante Projektgesellschaft zum Financial Closing führen. Zusätzlich kann der IPP mit der ATI eine Versicherung gegen politische Risiken abschließen. Die KfW hat bereits weitere Mittel dieser regionalen Liquiditätsfazilität beim Green Climate Fund beantragt, um eine Fortführung der Initiative sicherzustellen.⁴

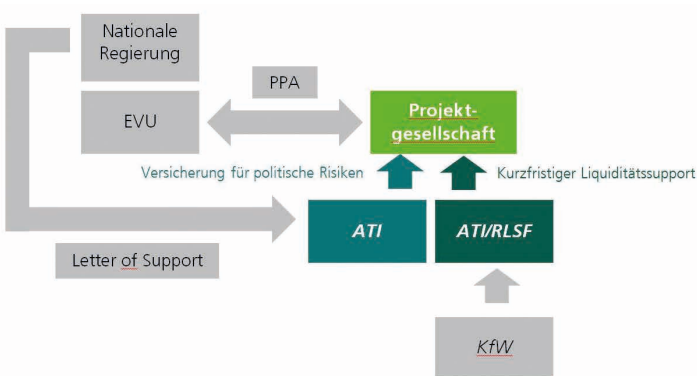


Abbildung 5: Funktionsweise Regional Liquidity Support Facility (RLSF)

Die Finanzierung von EE-Projekten in Schwellen- und Entwicklungsländern bleibt komplex. Dies liegt auch daran, dass Risikomanagement dort teils die Einbindung anderer Anbieter und anderer Produkte erfordert. Dennoch lässt sich durch die geschickte Auswahl und Kombination der Instrumente effektives Risikomanagement betreiben.

Rödl & Partner verfügt nicht zuletzt aufgrund der federführenden Konzeptionierung des Geothermal Development Fund (GDF) und durch das Fondsmanagement der Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF) über umfangreiche Expertise im Risikomanagement von EE-Technologien. Eine solide Rechts-, Steuer- und Finanzierungsberatung sowie eine sorgfältige Auswahl und Kombination verschiedener Fördermittel können den Erfolg maßgeblich beeinflussen. Die Potenziale in Schwellen- und Entwicklungsländern, wie etwa mittelgroße Projekte zur Stromversorgung lokaler Unternehmen oder dezentrale Systeme (Mini-Grids), sind noch lange nicht ausgeschöpft.

Kontakt für weitere Informationen:



Matthias Rübsamen

M.Sc. International Finance and Economics

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

E-Mail: matthias.ruebsamen@roedl.com



Maria Ueltzen

Europäische Diplom-Verwaltungsmanagerin (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 36 14

E-Mail: maria.uelzten@roedl.com

¹ UN Environment Programme & Bloomberg New Energy Finance, 2016: Global Trends in Renewable Energy Investment 2016.

² UN Development Programme, 2013: Derisking Renewable Energy Investment.

³ U.S. Department of Commerce, 2014: Understanding Power Purchase Agreements.

⁴ IRENA, 2016: Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance.

⁵ IRENA, 2012: Financial Mechanisms and Investment Frameworks for Renewables in Developing Countries.

⁶ UN Environment Programme, 2010: Publicly Backed Guarantees as Policy Instruments to Promote Clean Energy.

⁷ UN Environment Programme, 2004: Scoping Study on Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects.

⁸ Agentur für Erneuerbare Energien, 2014: Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende.

⁹ Fraunhofer ISE, 2013: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

¹⁰ Böttcher, Jörg, 2013: Projektfinanzierung – Risikomanagement und Finanzierung.

¹¹ DiaCore, 2016: The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

¹² Böttcher, Jörg, 2009: Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben.

¹³ TCX, 2013: Local Currency Matters.

¹⁴ KfW, 2012: Ex-Post-Evaluierung – Kurzbericht Lokalwährungsfonds TCX.

¹⁵ DEG, 2014: Finanzierungsmöglichkeiten für EE-KMUs in Entwicklungs- und Schwellenländern.

¹⁶ GuarantCo, 2013: Local Currency Guarantees – Guarantee Policy and Operational Guidelines.

¹⁷ GCPF, 2015: Annual Report 2015.



> Veranstaltungshinweise



6. Branchentreffen Erneuerbare Energien am 15. November 2016 in Nürnberg

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 15. November 2016 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.

Das erwartet Sie:

- › 30 nationale und internationale Fach- und Branchenvorträge mit Praxiswissen aus 20 Ländern
- › Gastvortrag von **Prof. Dr. Claudia Kemfert** (Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, Professorin für Energieökonomie und Nachhaltigkeit an der Hertie School of Governance Berlin) zum Thema „Die wirtschaftlichen Chancen einer klugen Energiewende“
- › Impulsvortrag von **Prof. Dr. Volker Quaschnig** (Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin) zum Thema „Energiespeicher – Voraussetzung für die schnelle Dekarbonisierung der Stromversorgung?“
- › Vorstellung virtueller Marktplatz „RENEX“ für Investoren und Projektentwickler
- › Podiumsdiskussion zum Thema „Dezentrale Energiespeichersysteme“
- › Teilnehmer erhalten unser E-Book „Erneuerbare Energien im Wandel“



Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz

M.Sc. Betriebswirtschaft
Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 78
E-Mail: helene.gretz@roedl.com

Alle Informationen zu unseren Veranstaltungen finden Sie direkt im Internet unter:
www.roedl.de/erneuerbare-energien/veranstaltungen



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.