

Potenziale erkennen

E|nEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: April 2015 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt: Finanzierung

- > Das Financial Model im Kontext der strategischen Einbindung von Finanzinvestoren in Erneuerbare-Energien-Projekte – ein Praxisbeispiel 2
- > Finanzieller Interessenausgleich bei Projektfinanzierungen im Bereich Erneuerbarer Energien am Beispiel der Tiefengeothermie 5
- > Die „neue Welt“ der Kapitalmärkte – was bedeutet das für die Branche der Erneuerbaren Energien? 8

Aus aller Welt

- > Beispiel zur grenzüberschreitenden M&A-Transaktionsberatung zwischen Spanien und Deutschland 11
- > Erwerb von EE-Projektgesellschaften in Litauen 12
- > Das Gesetz über erneuerbare Energiequellen in Polen – ein Kurzüberblick 14
- > Die negativen Einflüsse der EU-Sanktionen auf die EE-Projektrealisierung innerhalb der Russischen Föderation 17
- > Erneuerbare Energien in Ostafrika – Brief Insight: Ruanda 21

Rödl & Partner intern

- > Themenspecial Erneuerbare Energien: Erneuerbare Energien aktuell – Branchenentwicklung, Technologien und Vermarktung 24
- > Veranstaltungshinweis 25

Liebe Leserin, lieber Leser,

Deutschland – Land der Extreme und Rekorde: einerseits Vorreiter bei der Energiewende und andererseits führend bei der Höhe an CO₂-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken. Von den 5 europäischen Kraftwerken mit dem höchsten CO₂-Ausstoß stehen 4 in Deutschland. Die CO₂-Emissionen verringern soll die aktuell diskutierte Klimaschutzabgabe für alte Kohlekraftwerke. Hingegen sorgte Sturmtief „Niklas“ am 30. März 2015 für einen Rekord in der produzierten Windenergie. An diesem Tage produzierten Windkraftanlagen Strom mit einer Leistung von mehr als 30.000 MW. 2014 lag die installierte Leistung bei der Windenergie erstmals bei 4.750 MW und erreicht damit in Deutschland nunmehr 38.000 MW. Der Rekord durch das Sturmtief Niklas kam von daher nicht ganz so überraschend. Aktuell wird die Branche bewegt durch die laufende Pilotausschreibung im PV-Bereich. Die erste Runde der Solarausschreibung für Freiflächenanlagen hat 170 Angebote eingebracht. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat bereits mit der Angebotsauswertung begonnen. Deutschland ist nunmehr bei den Erneuerbaren Energien auch das Vorbild für Frankreich, das aktuell in rasanter Geschwindigkeit die Energiewende forciert. Mit unterschiedlichen Maßnahmen wurden die Rahmenbedingungen für die Erneuerbaren Energien deutlich verbessert. Bis 2020 soll der EE-Anteil an der Stromproduktion auf 27 Prozent ansteigen. Für deutsche Unternehmen bieten sich in Frankreich und auch in vielen anderen Ländern, die auf Erneuerbare Energien setzen, großartige Chancen. In der nächsten Ausgabe der E|nEws werden wir unser Nachbarland mit einem aktuellen Beitrag aufgreifen. Bereits jetzt freuen wir uns, Sie auf unserer Themenspecial hinzuweisen, das in wenigen Tagen erscheint. Weitere Details finden Sie auf Seite 24.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt

> Das Financial Model im Kontext der strategischen Einbindung von Finanzinvestoren in Erneuerbare-Energien-Projekte – ein Praxisbeispiel

Von Anton Berger

Die 100% RE IPP GmbH & Co. KG mit Sitz in Wörrstadt ist mit der partnerschaftlichen Einbindung der Gothaer Versicherung ihrem deklarierten Ziel, der Etablierung zu einem großen, unabhängigen und regenerativen Energieerzeuger, einen deutlichen Schritt näher gekommen. Rödl & Partner hat im Rahmen der Kooperationsanbahnung anhand eines MS Excel-gestützten Financial Models die Auswirkungen der Erweiterung der Geschäftstätigkeit untersucht und damit die Grundlage optimierter Finanzierungsbedingungen für beide Kooperationspartner geschaffen.

Through the partnership with the Gothaer insurance, 100% RE IPP GmbH & Co. KG with its registered office in Wörrstadt has taken a major step forward towards the achievement of its stated objective, i.e. the development into a large, independent renewable energy producer. With a view to arranging the cooperation, Rödl & Partner analysed the effects of the expansion of business operations by using an MS Excel-based financial model developed specially for this purpose and, at the same time, created a basis for the optimisation of financing conditions for both cooperation partners.

Im Vorfeld der Überlegungen, einen strategischen Investor einzubinden, verfügte die 100% RE IPP GmbH & Co. KG über ein regeneratives Kraftwerksportfolio aus Wind- und Solarparks mit einer Erzeugungskapazität von 450 Megawatt (Bestandsgeschäft). Die durch die Energiewende hervorgerufenen veränderten Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien hat die 100% RE IPP genutzt und ihren Finanzierungsspielraum im Rahmen der Partnerschaft mit der Gothaer Versicherung um eigenkapitalähnliche Mittel (Genusskapital) i.H.v. 150 Millionen Euro erweitert. Mit dieser Kapitalzufuhr beabsichtigt die 100% RE IPP in einem dreijährigen Zeitraum einen Teil der geplanten 700 MW Erzeugungskapazitäten am Markt zu erwerben. Hierzu wurden entsprechende Einkaufsbedingungen definiert. Für die restlichen benötigten finanziellen Mittel beabsichtigt das Unternehmen in absehbarer Zukunft weitere Partnerschaften mit Fremdkapitalgebern einzugehen. Im Zuge der Beteiligung der Gothaer Versicherung an der 100% RE IPP bedurfte es einer umfassenden Prüfung der Prämissen für künftige Zubauprojekte sowie der Erstellung eines langfristigen Business Plans für die Simulation unterschiedlicher Zubauschenarien. Diese Aufgaben wurden Rödl & Partner im Laufe des Findungs- und Einbindungsprozesses eines strategischen Investors anvertraut; Herausforderungen, die sich letztendlich in dem Engagement der Gothaer Versicherung bei der 100% RE IPP konkretisiert haben.

Im folgenden Abschnitt wird eine Zusammenfassung der Funktionalität des Financial Models als Fundament der Kooperation der zwei Gesellschaften vermittelt. Ein wesentliches Ziel des Financial Models war es, die Renditeforderung der Eigenkapitalgeber der 100% RE IPP mit dem Anlagebedürfnis der Gothaer

Versicherung, u.a. Festverzinsung über einen Anlagezeitraum von 20 Jahren, in Einklang zu bringen. Vor dem Hintergrund der Prämisse eines nachhaltigen Geschäftsmodells, einer u.a. mit negativen Ergebnissen behafteten Anlaufphase von EE-Projekten, der Zinsfestschreibung, unterschiedlicher Tilgungsvarianten sowie spezifischer Zwischen- und Refinanzierungsanforderungen sicherlich keine selbsterklärende Aufgabenstellung.

Die 100% RE IPP ist eine Betreibergesellschaft eines eigenen regenerativen Kraftwerksportfolios. Einzelne Windprojekte sind in verschiedenen Kapital- oder Personengesellschaften strukturiert, an denen die 100% RE IPP beteiligt ist bzw. die Mehrheit am Stamm- oder Festkapital hält.





Das Geschäftsmodell der Gesellschaft ist der nachfolgenden vereinfachten Übersicht zu entnehmen

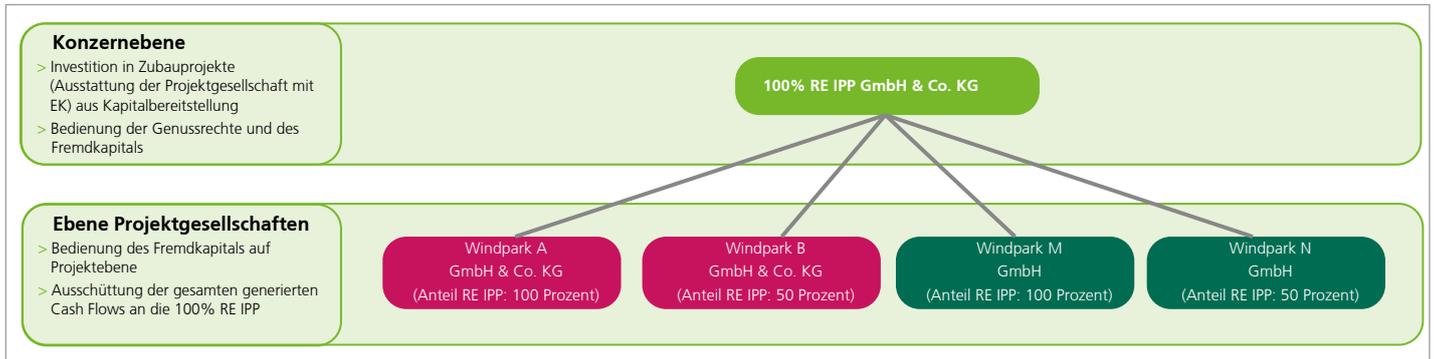


Abbildung 1: Das Geschäftsmodell der 100 % RE IPP GmbH & CO. KG

Für den Aufbau des Financial Models galt es, aus den bereitgestellten finanziellen Mitteln (Genussrechte und Fremdkapital) eine solide Ausbauplanung zu erstellen sowie die Planung der bereits vorhandenen Projekte (Bestandsplanung) der 100% RE IPP im Betrachtungszeitraum angemessen zu berücksichtigen (siehe nachfolgende Übersicht). Nach erfolgter Plausibilisierung der von der 100% RE IPP zur Verfügung gestellten Bestandsplanung wurde diese in das Financial Model integriert.



Abbildung 3: Jahresergebnis nach Steuern und Ausschüttung am Beispiel eines standardisierten Windprojekts (beispielhafte Darstellung)

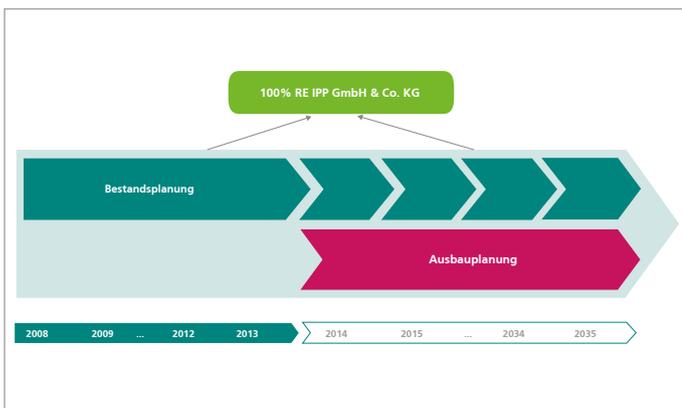


Abbildung 2: Bestands- sowie Zubauplanung der 100% RE IPP GmbH & CO. KG

Sowohl für die Bestands- als auch für die Ausbauplanung galt es, unter Berücksichtigung handels- und steuerrechtlicher Restriktionen, auf Ebene der 100% RE IPP einen ausreichenden Aufbau liquider Mittel sicherzustellen, um sowohl Kapitaldienst als auch laufende Investitionen in weitere Zubauprojekte zu finanzieren. Hierzu berücksichtigt der mit dem Financial Model aufgestellte Business Plan, dass die generierten Cash Flows aus den Beteiligungen in vollem Umfang an die Muttergesellschaft, die 100 % RE IPP ausgeschüttet werden. Nachfolgende Grafik veranschaulicht eine exemplarische Entwicklung der Ausschüttungen (Mehrausschüttungen) sowie der Jahresergebnisse nach Unternehmenssteuern auf Ebene der Projektgesellschaften.

Dass der geplante Zubau sowohl für die Gesellschafter als auch für den Kapitalgeber (Gothaer Versicherung) mit verschiedenen Projektrisiken verbunden ist, liegt auf der Hand. Dieser Problematik konnte dadurch begegnet werden, dass im Financial Model eine Risikostreuung simuliert wurde. In diesem Zusammenhang haben die Kooperationspartner eine feste und eine erfolgsabhängige Vergütungslösung vereinbart. Der Gothaer Versicherung konnten daher über die Laufzeit der Beteiligung optimale Anlagekonditionen angeboten werden, sodass die Renditeerwartungen erfüllt werden konnten. Mit der Festlegung einer erfolgsabhängigen Vergütung wurde u.a. auch einem empfohlenen Grundsatz zur Behandlung von Genussrechten des Hauptfachausschusses (HFA) des Instituts der Wirtschaftsprüfer vom 1/1994 entsprochen.

Ein weiterer Aspekt der Kooperation zwischen der 100% RE IPP und der Gothaer Versicherung, der im Business Plan ebenfalls Berücksichtigung fand, war die Wahl eines konservativen Leverage-Ansatzes bei der Eigenkapitalausstattung der Projektgesellschaften (SPVs). Auf Grundlage der simulierten Szenarien mit unterschiedlichen Eigenkapitalausstattungen haben sich die Kooperationspartner letztendlich darauf verständigt, das Geschäftsrisiko schwankender Winderträge zu minimieren und dem Projektportfolio mehr Stabilität zu verleihen. Die im Business Plan zugrunde gelegte Eigenkapitalausstattung der SPVs liegt über dem in Deutschland marktüblichen Niveau.



Der durch Rödl & Partner entwickelte Business Plan verbindet einerseits gängige Prämissen für standardisierte Windenergie-Zubauprojekte und andererseits spezifische Unternehmens- und Finanzierungsbedingungen der 100% RE IPP und der Gothaer Versicherung.

Der Business Plan umfasst neben den hier kurz dargelegten Planungsprämissen einen deutlich umfassenderen Prämissenkatalog. Dieser wurde laufend mit allen Projektbeteiligten abgestimmt. Die zentrale Eigenschaft des Financial Models war zu jedem Zeitpunkt dessen Flexibilität und Variabilität. Insbesondere im Rahmen der Bestimmung optimaler Finanzierungsbedingungen für beide Kooperationspartner wurden mit dem Financial Model verschiedene Szenarien hinsichtlich einzelner Finanzierungsparameter und der Priorisierung wesentlicher Finanzierungsprämissen simuliert. Zudem unterlag das Financial Model dem „Going-Concern-Ansatz“.

Um die Belastbarkeit der gewählten Prämissen zu untersuchen, wurden darüber hinaus unterschiedliche Stresstests durchgeführt. Dabei wurde die Stabilität des Business Plans insbesondere im Hinblick auf eine veränderte Windhöffigkeit über den gesamten Planungszeitraum (Worst Case) sowie geringere Winderträge in einem Planjahr aufgrund von Schwankungen in einzelnen Windregionen („fiktives Schockereignis“) auf den Prüfstand gestellt. Die resultierenden Auswirkungen auf die Rentabilität der eingesetzten Mittel wurde den Kooperationspartnern präsentiert.

Die in dem finalisierten Business Plan zugrunde gelegten Parameter stellen einen optimalen Mix an Finanzierungs- und Projektprämissen dar, der auch stärkeren Belastungen standhält. Die mit dem Financial Model generierten Plan-Gewinn- und Verlustrechnungen, Plan-Bilanzen und Plan-Kapitalflussrechnungen auf Ebene der 100% RE IPP sowie auf Konzernebene wurden Bestandteil des finalen Genussrechtsvertrag zwischen der 100% RE IPP und der Gothaer Versicherung.

Kontakt für weitere Informationen:



Anton Berger

Diplom-Ökonom, Diplom-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (911) 91 93 - 36 01

E-Mail: anton.berger@roedl.com





> Finanzieller Interessenausgleich bei Projektfinanzierungen im Bereich Erneuerbarer Energien am Beispiel der Tiefengeothermie

Von Robert Becker

Investitionen in die Tiefengeothermie sind aufgrund der hohen EEG-Vergütung und weiterer technologiespezifischer Vorteile wirtschaftlich sehr attraktiv. Allerdings sind die Projektvolumina hoch und die Branche leidet unter der Zurückhaltung privater Projektsponsoren und Fremdkapitalgeber. Stabile Projekteinnahmen ermöglichen jedoch die Umsetzung eines solchen Vorhabens über eine eigene Projektgesellschaft, was viele Vorteile mit sich bringt. Ein wirksamer finanzieller Interessenausgleich unter der Ausnutzung der möglichen Flexibilitäten hilft dabei, letzte Investitionsbarrieren zu beseitigen.

Investments in deep geothermal energy are very attractive in economic terms due to high EEG feed-in tariffs and other technological advantages. However, project volumes are high and the sector is facing reluctance of private project investors and lenders. But stable project income enables the implementation of such undertakings through one's own special-purpose entity - with all the advantages it can offer. The effective reconciliation of financial interests using possible wiggle room helps to eliminate investment barriers at the last stage of implementation.

In Deutschland haben sich die Rahmenbedingungen für Projekte der Erneuerbaren Energien im Strombereich aufgrund der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im August 2014 stabilisiert, nachdem zuvor der damalige Bundesumweltminister Peter Altmaier die deutsche M&A-Branche Anfang des Jahres 2013 mit dem Thema „Strompreisbremse“ verunsichert und die Aktivitäten in diesem Sektor damit stark eingebremst hatte. Während im Rahmen der Novellierung des EEGs für Solarenergie, Windenergie (On- und Offshore) sowie Biomasse differenzierte Ausbaukorridore festgelegt wurden, war und ist bei Tiefengeothermie und Wasserkraft aufgrund der Marktentwicklung keine Mengensteuerung nötig. Diese unterlassene Mengensteuerung weist auf die Potenziale hin, die der Gesetzgeber in den beiden letztgenannten Technologien noch sieht.

Nach der jüngsten EEG-Novelle ist der Technologiebonus für petrothermale Verfahren entfallen und die EEG-Vergütung für Strom aus hydrothermalen Tiefengeothermie wurde nur geringfügig, um 0,2 ct auf 25,2 ct/kWh, angehoben. Tatsächlich hat man es bei der Tiefengeothermie jedoch mit der bestvergüteten Erneuerbaren Energie zu tun (siehe Tabelle 1). Zusätzlich kann die gewonnene thermische Energie neben der Stromerzeugung zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen oder zur Erzeugung von Kälte, z. B. für die Speisung von Kühlhäusern, dienen und damit weitere Einnahmen generieren. Für diese Technologie spricht auch die Grundlastfähigkeit der Stromerzeugung, welche so bei keiner der übrigen Erneuerbaren Energien gegeben ist.

Tiefengeothermie		
Anfangswert		25,20 ct/kWh
Windenergie (offshore)		
Anfangswert	Standard (mind. 12 Jahre)	15,40 ct/kWh
	Erhöht (mind. 8 Jahre)	19,40 ct/kWh
Grund- bzw. Endwert		3,90 ct/kWh
Windenergie (onshore)		
Anfangswert		8,90 ct/kWh
Grund- bzw. Endwert		4,50 ct/kWh
Biomasse		
bis 150 kW		13,66 ct/kWh
bis 500 kW		11,78 ct/kWh
bis 5 MW		10,55 ct/kWh
bis 20 MW		5,85 ct/kWh
Wasserkraft		
bis 500 kW		12,52 ct/kWh
bis 2 MW		8,25 ct/kWh
bis 5 MW		6,31 ct/kWh
bis 10 MW		5,54 ct/kWh
bis 20 MW		5,34 ct/kWh
bis 50 MW		4,28 ct/kWh
ab 50 MW		3,50 ct/kWh

Tabelle 1: Vergütungssätze im Vergleich (Stand: Jan. 2015), Biomasse ohne Vergärung von Bioabfällen/Gülle und Deponie-, Klär- und Grubengas sowie ohne PV. Keine Berücksichtigung von Kleinanlagen und Ausnahmefällen.



Für eigenkapitalgebende, private Projektsporen ist es trotz der genannten wirtschaftlich positiven Aspekte schwierig, Fremdkapital für solche Projekte einzuwerben, da die Projektvolumina bis zu einer Fremdfinanzierungsreife so hoch sind, dass diese oftmals nicht allein von klassischen, in diesem Segment aktiven Eigenkapitalgebern überbrückt werden können. Kommunen haben momentan die besseren Möglichkeiten zur Absicherung dieser Lücke (z. B. über beihilferechtskonforme Kommunalbürgschaften). Deshalb sind es fast ausschließlich Kommunen und deren Energieunternehmen, die in den letzten Jahren erfolgreich Tiefengeothermieprojekte umgesetzt haben.

Die Off-Balance-Finanzierung als Chance für private Projektsporen

Aufgrund der Grundlastfähigkeit und der stabilen EEG-Vergütung sowie der dadurch stabilen Cash Flows, welche den Zufluss liquider Mittel pro Periode darstellen, eignet sich die Tiefengeothermie hervorragend für eine „Off-Balance-Finanzierung“. Hierbei handelt es sich um die Finanzierung des Projekts über die Bilanz einer eigens für die Umsetzung gegründeten

Projektgesellschaft (in Fachkreisen auch als „Special Purpose Company“ oder „Special Purpose Vehicle“ bezeichnet). Dies hat unter anderem die Vorteile, dass

das Rating eines möglicherweise bestehenden Unternehmens zum Beispiel durch eine Bilanzverlängerung nicht verschlechtert wird und die Cash Flows klar dem Projekt zugeordnet werden können.

Diese Finanzierungsform ist deswegen auch für private Projektsporen sehr attraktiv. Die Finanzierung über eine eigene Projektgesellschaft wird allgemein auch als Projektfinanzierung beschrieben.



Es können jedoch Probleme aufgrund der unterschiedlichen Interessenlagen der Kapitalgeber auftreten. Ein wirksamer finanzieller Interessenausgleich zwischen Projektsporen und Fremdkapitalgebern in der Projektfrühphase könnte deswegen, nach der anfänglichen Verunsicherung aus dem Jahr 2013, zu einer Reaktivierung von privaten Investitionen und M&A-Transaktionen in diese zukunftssträchtige Technologie führen.

Ablauf des finanziellen Interessenausgleichs

Für den finanziellen Interessenausgleich ist es wichtig, die unterschiedlichen Interessenlagen der Beteiligten zu verstehen. Während das Interesse der Fremdkapitalgeber in der sicheren Rückführung des Kapitaldienstes und einer ausreichenden Besicherung des Fremdkapitals liegt, ist der Projektponsor in der Regel bereit, größere Risiken einzugehen, um den Projektertrag zu steigern und die Eigenkapitalrendite zu erhöhen. Der Prozess des finanziellen Interessenausgleichs sollte deswegen eine faire und transparente Teilung und Steuerung der finanziellen Risiken umfassen. Deshalb wird die Finanzierungsstruktur danach erarbeitet, wer am besten in der Lage ist, Risiken zu beeinflussen oder zu tragen. Zur besseren Risikoallokation haben sich einige Kennzahlen etabliert (siehe Tabelle 2).

Projektponsor	
IRR _{EK}	Gradmesser der Verzinsung des Eigenkapitals
Amortisation	Amortisationsdauer des Eigenkapitals
Fremdkapitalgeber	
DSCR	Fähigkeit zur Rückzahlung von Zins und Tilgung
LLCR	Fähigkeit zur Tilgung über Kreditlaufzeit
PLCR	Fähigkeit zur Tilgung über Projektlaufzeit
LPCR	Kennzahl zur Bewertung des Liquiditätsrisikos
ISCR	Aussage über Fähigkeit zur Zahlung des Zinses
Gesamtkapital	
IRR _{GK}	Gradmesser der Verzinsung des Gesamtkapitals
WACC	Aussage über die gewichteten Gesamtkapitalkosten

Tabelle 2: Auszug aus dem Kennzahlenspektrum der Projektfinanzierung

Für den Projektponsor bedeutet der Anspruch an eine hohe Verzinsung des eingesetzten Kapitals, dass er auf eine möglichst hohe „Internal Rate of Return on Equity“ (IRR_{EK}) und eine möglichst kurze Amortisationsdauer des Eigenkapitals abzielt. Dafür ist er auch bereit, ein größeres Risiko zu tragen. Für beide Parteien ist wichtig, dass die Verzinsung des Gesamtkapitals (IRR_{GK}) größer ist als die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten („Weighted Average Cost of Capital“, kurz: „WACC“), denn dies stellt einen eindeutigen Indikator für die Profitabilität des Projekts dar. Ein Fremdkapitalgeber hingegen wird vor allem auf die Einhaltung risikoadäquater Deckungsgradkennziffern achten. Die bestehenden unterschiedlichen Interessenlagen müssen ausbalanciert werden.



Neben den Kennzahlen zur Risikoallokation spielt für den Fremdkapitalgeber vor allem die abgesicherte Erbringung des Schuldendienstes eine entscheidende Rolle. Der Schuldendienst für eingebrachtes Fremdkapital und die Ausschüttungen an die Projektspensoren werden bei der „Off-Balance-Finanzierung“ aus den „Free Cash Flows“, also denjenigen liquiditätswirksamen Mitteln, die für die Tilgung und sonstige Ausschüttungen zur Verfügung stehen, beglichen. Gleichzeitig dienen die „Free Cash Flows“ auch der Besicherung des Fremdkapitals und bilden damit den Hauptpfeiler eines wirksamen finanziellen Interessenausgleichs bei der „Off-Balance-Finanzierung“. Denn eine Haftung des Projektspensors über die „Free Cash Flows“ hinaus ist in der Regel nur begrenzt oder gar nicht vorgesehen. Die verbindliche Regelung, in welcher Reihenfolge die Mittel zu verwenden sind, erfolgt zwischen dem Projektspensor und dem Fremdkapitalgeber über einen sogenannten „Cash Flow-Waterfall“. Dieser legt vertraglich, zwischen Projektspensor und Fremdkapitalgeber fest, in welcher Reihenfolge Auszahlungen zu tätigen sind (s. Abbildung 1: „Cash Flow-Waterfall“)



Abbildung 1: Schematische Darstellung des „Cash Flow-Waterfalls“

Mit der Tilgung der Fremdmittel wird erst begonnen, wenn die Anlage in Betrieb gegangen ist und der „Cash Flow“ in der Betriebsphase über die EEG-Vergütung und/oder den Wärmeverkauf zur Verfügung steht. Im Rahmen der Verhandlungen über den Finanzierungsvertrag können der Fremdkapitalgeber und der Projektspensor sogenannte „Cash Sweeps“ vereinbaren. Damit wird das Recht auf Sondertilgungen bezeichnet, die geleistet werden, sobald die finanzielle Situation es zulässt. Um die Ertragskraft des Projekts nicht zu gefährden, werden regelmäßige Wartungen vereinbart oder die technische Betriebsführung durch einen sachverständigen Dritten verlangt. Ausschüttungen an den Projektspensoren sind erst danach gestattet. Zusätzlich spielen Projekt- und Reservekonten beim finanziellen Interessenausgleich eine wichtige Rolle. Projektkonten stellen sicher, dass alle Ein- und Auszahlungen über ein zentrales Konto laufen, während Reservekonten für die Aufrechterhaltung der Liquidität und damit für die Einhaltung der gegenüber den Finanzierungspartnern vertraglich fixierten Deckungsgradkennziffern sorgen.

Bekanntere Reservekonten sind der „Debt Service Reserve Account“ und der „Maintenance Reserve Account“. Zudem ist auf einem anzulegenden Avalkonto, je nach Projekt über die Projektlaufzeit, eine Rücklage für den Rückbau der Anlage anzusparen. Die in diesem Abschnitt genannten Punkte stellen zugleich einige der Flexibilitäten dar, welche für die Ausarbeitung einer ausgewogenen Finanzierungsstruktur genutzt werden können und später besonderen Einfluss auf einen etwaigen Verkaufserlös im Falle eines Exits des Projektspensors im Rahmen einer M&A-Transaktion haben können.

Fazit

Der Katalog an Kennzahlen sowie Ausgleichsmaßnahmen, wie den Reserve Accounts, dem „Cash Flow-Waterfall“ oder „Cash Sweeps“ ließe sich noch lange fortführen und hängt von der jeweiligen Technologie ab (Wind, Wasserkraft, Solar, Tiefengeothermie etc.). Deswegen empfiehlt es sich im Bereich der Projektfinanzierung, erfahrene Beratungsunternehmen einzubeziehen, um für einen wirksamen Interessenausgleich zwischen Projektspensor und Fremdkapitalgeber zu sorgen. Dabei ist es wichtig, den Berater am besten schon in der Projektfrühphase in das Projekt einzubinden. Wichtig ist vor allem die Abbildung der gewonnenen Informationen in einem flexiblen Financial Model und die Ermittlung der notwendigen Kennzahlen. Daraus kann ein zielgerichteter Businessplan entworfen werden, welcher einem möglichen Fremdkapitalgeber dabei hilft, die finanziellen Risiken zu quantifizieren, um gemeinsam eine tragfähige Finanzierungsstruktur erarbeiten. Der Projektspensor kann schon bei der Ansprache des Fremdkapitalgebers zeigen, dass er ein den Ansprüchen entsprechendes Zahlenwerk vorlegen kann, und frühzeitig auf einen möglichst hohen Verkaufserlös im Falle eines Exits hinarbeiten. Wenn im Bereich der Projektfinanzierung von Anfang an professionell vorgegangen wird, kann sich eine nur aus diesem Grund bestehende Zurückhaltung der Kapitalgeber im wirtschaftlich interessanten Bereich der Tiefengeothermie lösen.

Kontakt für weitere Informationen:



Robert Becker

M.A. Entrepreneurship, B.Sc. Energiewirtschaft

Tel.: +49 (89) 92 87 80 - 3 52

E-Mail: robert.becker@roedl.de



> Die „neue Welt“ der Kapitalmärkte – was bedeutet das für die Branche der Erneuerbaren Energien?

Von Meike Farhan, Sebastian Schübler

Die neuen Regulierungen auf dem Gebiet des Kapitalmarkts sind für viele Akteure außerhalb der Finanzbranche eine komplexe und eher unbekanntere Materie. Dennoch ist es letztlich für eine Vielzahl wirtschaftlicher Unternehmungen unverzichtbar, sich auch in dieser „neuen Welt“ gut orientieren zu können, um zum einen regulatorische Fallstricke zu vermeiden und zum anderen von den Optionen zu profitieren, die der neue Rechtsrahmen geschaffen hat. Dies gilt insbesondere für die Erneuerbaren Energien, bei denen zahlreiche Berührungspunkte zu den kapitalmarktrechtlichen Bestimmungen bestehen. Mit dem vorliegenden Beitrag möchten wir Ihnen einen kurzen Überblick über diese bedeutsame Rechtsmaterie an die Hand geben. Um Ihnen ein erstes Assessment zu erleichtern, setzen wir im vorliegenden Beitrag bewusst Schwerpunkte. So soll für Sie vor allem die Beantwortung der Frage erleichtert werden, ob Ihre (künftige) Unternehmung möglicherweise von den neuen Regelungen betroffen ist oder ob Sie spezielle Gestaltungsvarianten zu Ihren Gunsten einsetzen können.

The new regulations on the capital market are a complex and rather unknown subject matter for many players outside the financial sector. Nevertheless it is absolutely essential for many business ventures to be able to navigate this „new legislative world“ to avoid regulatory pitfalls or even to take advantage of the opportunities arising out of the new legal framework. This is of particular relevance to the renewable energy sector which –in many areas– is linked to the capital markets law provisions. The following article provides you with a short overview on this important area of law. To help you with the first assessment, we have defined key focal points in the text below. Thus, first of all, you should be able to answer easily the question whether the new regulations will apply to your (future) undertaking or whether you may apply specific alternatives that work for you.

AIFM-Richtlinie und Kapitalanlagegesetzbuch (KAGB)

Das KAGB ist bereits am 22. Juli 2013 in Kraft getreten. Mit ihm wurde die EU-Richtlinie über „Alternative Investment Fonds-Manager“ (AIFM-Richtlinie) in nationales Recht umgesetzt und im Ergebnis ein verbindlicher Rechtsrahmen für nahezu alle strukturierten Kapitalanlagen etabliert.

Hierbei ist vor allem zu beachten, dass nicht nur Vehikel, die man auf den ersten Blick als „Fonds“ qualifizieren würde, unter dieses Gesetz fallen. Vielmehr können die neuen Regelungen auch eine Vielzahl anderer Konstellationen betreffen, in denen im Rahmen einer wirtschaftlichen Unternehmung Kapital eingesammelt wird. Davon betroffen sein können etwa Projektentwicklungen genauso wie kleinere Finanzierungsrunden, etwa durch Einbindung einer Anzahl von Kommanditisten als Investoren. Auch Gesellschaften, die schon deutlich vor dem Inkrafttreten der Regulierungen ins Leben gerufen wurden, sollten prüfen, ob sie – insbesondere aufgrund von Neuinvestitionen nach Inkrafttreten des Gesetzes – dem neuen Regelwerk unterfallen.

Ist der Anwendungsbereich des KAGB eröffnet, kann eine Unternehmung wie eine GmbH & Co. KG, die in Erneuerbare Energien investiert, insbesondere als sogenannter geschlossener Alternativer Investmentfonds (AIF) einzuordnen sein. Dies bedeutet, dass weitreichende aufsichtsrechtliche Anforderungen an den AIF sowie seinen Verwalter zu beachten sind. Für die Verwaltung eines AIF muss grundsätzlich eine „Kapitalverwaltungsgesellschaft“ (KVG) bestellt und zudem als unabhängiges Kontrollorgan eine „Verwahrstelle“ beauftragt werden.

Anwendungsbereich des KAGB eröffnet? – insb. Kapitalanlage vs. Vermögensanlage

Eine wichtige Frage, insbesondere bei geplanten Bürgerenergieprojekten, ist, ob der Anwendungsbereich des KAGB überhaupt eröffnet ist. Zwar können Bürgerenergieprojekte, deren Unternehmensgegenstand auf die Errichtung und Unterhaltung von Anlagen zur Erzeugung von Energien sowie auf den Absatz der gewonnenen Energien gerichtet ist, unabhängig von ihrer Rechtsform unter den Anwendungsbereich des KAGB fallen.



Jedoch können derartige Projekte gerade dann nicht KAGB-pflichtig sein, wenn sie ein sogenanntes „operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors“ darstellen. Bei diesem Begriff handelt es sich um eine gesetzliche Ausnahmemöglichkeit, mit der Unternehmen der Realwirtschaft des Produktions- und Dienstleistungssektors von den Anforderungen des KAGB befreit werden sollen. Im Ergebnis können etwa auch operative Unternehmen aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien ggf. vom Anwendungsbereich des KAGB ausgenommen sein, wenn aufgrund der konkreten Ausgestaltung des Projekts die Anlage selbst betrieben wird. Dies kann bedeuten, dass ein solches Unternehmen – wenn etwa das Einwerben von Kommanditisten zur Kapitalaufbringung über einer gewissen Schwelle geplant ist – statt als AIF nach dem KAGB als Vermögensanlage nach dem Vermögensanlagengesetz strukturiert werden könnte.

KAGB „light“

Das KAGB sieht in § 2 zudem Ausnahmetatbestände vor, bei denen das KAGB nur eingeschränkt anzuwenden ist, was wirtschaftlich und konzeptionell zu erheblichen Erleichterungen führen kann. So können etwa über die Vorschrift des § 2 Abs. 4 KAGB im Ergebnis Strukturen abgebildet werden, die den früheren „Private Placements“ vergleichbar sind, wobei das KAGB nur äußerst begrenzt Anwendung findet. Voraussetzung hierfür ist insbesondere, dass die jeweilige KVG ausschließlich Spezial-AIF verwaltet, die verwalteten Vermögensgegenstände der verwalteten Spezial-AIF einschließlich der durch den Einsatz von Leverage erworbenen Vermögensgegenstände insgesamt nicht den Wert von 100 Millionen Euro überschreiten oder insgesamt nicht den Wert von 500 Millionen Euro überschreiten, sofern für die Spezial-AIF kein Leverage eingesetzt wird und die Anleger für die Spezial-AIF keine Rücknahmerechte innerhalb von fünf Jahren nach Tätigung der ersten Anlage ausüben können (zum Begriff des Spezial-AIF siehe nachfolgenden Unterpunkt).

KAGB-Vehikel

Selbstverständlich sollte auch in Erwägung gezogen werden, ob ggf. die voll regulierten Vehikel des KAGB im Einzelfall eine attraktive Gestaltungsalternative für ein Energieprojekt darstellen. Bezüglich der geschlossenen AIF sind grundsätzlich zwei Formen zu unterscheiden. Zum einen der sogenannte Publikums-AIF, der sich an ein breites Spektrum von Anlegern richtet und auch an Privatanleger vertrieben werden darf. Da der Gesetzgeber Privatanleger als besonders schützenswert ansieht, müssen Publikums-AIF eine Vielzahl von (anlegerschützenden) Bestimmungen beachten. Demgegenüber besteht auch die Möglichkeit, ein Projekt als sogenannten Spezial-AIF zu designen. Da sich an einem Spezial-AIF keine Privatanleger beteiligen dürfen, sondern nur Anleger, die spezielle Anforderungen erfüllen – etwa Anleger, die mindestens 200.000 Euro zeichnen und besondere persönliche Kenntnisse und Erfahrungen mitbringen – müssen erheblich weniger (anlegerschützende) Bestimmungen beachtet werden als bei einem Publikums-AIF.

Neuerungen durch das Kleinanlegerschutzgesetz

Das „Kleinanlegerschutzgesetz“ wurde am 12. November 2014 vom Bundeskabinett als Entwurf verabschiedet. Durch dieses Gesetz soll insbesondere der Anwendungsbereich des Vermögensanlagengesetzes (VermAnlG) auf partiarische Darlehen, Nachrangdarlehen und „sonstige Anlagen, die einen Anspruch auf Verzinsung und Rückzahlung gewähren oder im Austausch für die zeitweise Überlassung von Geld einen vermögenswerten auf Barausgleich gerichteten Anspruch vermitteln“, erweitert werden. Dies bedeutet, dass nach Inkrafttreten des Kleinanlegerschutzgesetzes auch Nachrangdarlehen, partiarische Darlehen und „sonstige Anlagen“ sogenannte Vermögensanlagen im Sinne des VermAnlG darstellen. Für derartige Produkte ist somit künftig grundsätzlich ebenfalls ein entsprechender Verkaufsprospekt zu veröffentlichen, der von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht zu billigen ist.





Das Kleinanlegerschutzgesetz sieht allerdings ebenso wie das KAGB Ausnahmeregelungen vor: Diese sind etwa für genossenschaftsintern ausgegebene Nachrangdarlehen, partiarische Darlehen und „sonstige Anlagen“ geplant. Wichtig ist, dass auch die Übergangsvorschriften des VermAnlG noch einmal zeitlich angepasst wurden. So sollen die Neuregelungen für partiarische Darlehen, Nachrangdarlehen und „sonstige Anlagen“, die bereits vor dem Inkrafttreten des Kleinanlegerschutzgesetzes öffentlich angeboten wurden, erst ab dem 1. Januar 2016 anzuwenden sein. Für die erstmals nach Inkrafttreten öffentlich angebotenen partiarischen Darlehen, Nachrangdarlehen und „sonstigen Anlagen“ soll das Gesetz hingegen bereits ab dem 1. Juli 2015 gelten.

Ausblick

Die neuen Regulierungen auf dem Gebiet des Kapitalmarkts beinhalten zahlreiche Anwendungsfälle für die Erneuerbaren Energien. Um Bestandsfälle bestmöglich in der „neuen Welt“ zu verwalten und um für kommende Projekte ein optimales Produktdesign zu finden, dürfen die regulatorischen Neuerungen nicht außer Acht gelassen werden. Vielfach kann gerade bei Energieprojekten so von den Chancen des geänderten Rechtsrahmens profitiert werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Meike Farhan

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (40) 22 92 97 - 5 33

E-Mail: meike.farhan@roedl.com



Sebastian Schüßler

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (40) 22 92 97 - 5 32

E-Mail: sebastian.schuessler@roedl.com



Aus aller Welt

> Beispiel zur grenzüberschreitenden M&A-Transaktionsberatung zwischen Spanien und Deutschland

Von **Christoph Himmelskamp**

Nach dem Inkrafttreten des neuen Doppelbesteuerungsabkommens (DBA) zwischen Spanien und Deutschland im Oktober 2012 können bei grenzüberschreitenden M&A-Transaktionen zwischen Spanien und Deutschland böse Überraschungen drohen. Der folgende Artikel zeigt als Beispiel die unbeabsichtigte Versteuerung von Veräußerungsgewinnen in Spanien auf.

With the enactment of the new double taxation avoidance agreement between Spain and Germany in October 2012, cross-border M&A transactions between Spain and Germany are now fraught with nasty surprises. The following article shows an example of the levying of an unexpected capital gains tax in Spain.

Beispiel:

Ein deutscher Projektentwickler kauft eine spanische SPV, die baureife Projektrechte hält. Die spanische SPV wird wiederum direkt durch eine deutsche GmbH gehalten, die die SPV mit den notwendigen Finanzmitteln ausstattet (ausstatten lässt), um von der SPV eine PV-Anlage errichten zu lassen. Die SPV beauftragt ein Drittunternehmen (oder ein Unternehmen der Gruppe), die PV-Anlage schlüsselfertig zu bauen und anzuschließen. Nach erfolgter Inbetriebnahme will der Projektentwickler nun die SPV an den Endinvestor gewinnbringend veräußern.

Die grundsätzliche Regelung des DBA Spanien-Deutschland beschreibt, dass Gewinne aus der Veräußerung von Anteilen an einer spanischen Gesellschaft, die von einer in Deutschland ansässigen Gesellschaft gehalten werden, in Deutschland besteuert werden. Eine für EE-Projektentwickler entscheidende Ausnahme ist in Artikel 13 Absatz 2 des DBA versteckt: Wenn das Aktivvermögen der spanischen Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent aus unbeweglichem Vermögen besteht, kann Spanien die Gewinne aus der Veräußerung besteuern.

Die Relevanz der Regelung wird jedoch erst klar, wenn man weiß, dass eine sich in Betrieb befindliche PV-Anlage gemäß den spanischen Steuergesetzen als unbewegliches Vermögen angesehen wird, unabhängig davon, ob das Grundstück im Eigentum des Betreibers liegt oder durch diesen gepachtet wird.

Das bedeutet, dass in dem Beispielsfall die Gewinne aus der Veräußerung der SPV in Spanien besteuert werden können, da die PV-Anlage als unbewegliches Vermögen gilt und sie mehr als 50 Prozent des Aktivvermögens der SPV ausmacht. Besteuerungsgrundlage ist die Differenz zwischen Verkaufspreis und Anschaffungspreis plus Anschaffungskosten. Der Steuersatz beträgt im Jahr 2015 19 Prozent.

Die Anwendung des Artikels 13 des DBA lässt sich vermeiden, wenn im Vorfeld entsprechend gut beraten geplant wird. Es ist zum Beispiel möglich, die SPV nur mit den entsprechenden Betreiberrechten (Baugenehmigung, Betriebsgenehmigung etc.) auszustatten, die PV-Anlage selber aber durch die SPV nur zu pachten. Das heißt, die PV-Anlage wird durch eine andere (Tochter-)Gesellschaft gebaut bzw. in Auftrag gegeben und nach Inbetriebnahme an die SPV verpachtet. Der endgültige Investor erwirbt die Betreiberrechte über einen Share-Deal durch den Kauf der SPV und die PV-Anlage durch einen Asset-Deal durch den Erwerb der PV-Anlage.

Eine Einzelfallberatung ist selbstverständlich vorzunehmen, um eine ganzheitliche rechtliche und steuerliche Betrachtung zu gewährleisten.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Himmelskamp

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 238 93 70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es



> Erwerb von EE-Projektgesellschaften in Litauen

Von Tobias Kohler

Die Investition in EE-Projektgesellschaften in Litauen ist ein nach wie vor herausforderndes, aber damit unter Umständen auch besonders lukratives Unterfangen. Das wirtschaftliche Umfeld für Stromerzeuger in Litauen ist gegenwärtig geprägt durch zwei wesentliche Aspekte: Zum einen sind infolge der Eröffnung des neuen Flüssiggasterminals in Klaipėda die Preise für Strom in Litauen gesunken – ein Trend, der voraussichtlich auch in Zukunft anhalten wird. Zum anderen müssen sich die EE-Projektgesellschaften, welche nicht über Altgenehmigungen mit einer günstigeren Einspeisevergütung verfügen, zunehmend gegenüber Anbietern, die auf fossile Energieträger setzen, unter Marktbedingungen behaupten.

The investment in special-purpose entities formed for renewable energy projects in Lithuania is still a challenging but, in some circumstances, highly lucrative enterprise. Currently, the economic environment for energy producers in Lithuania is marked by two important aspects: On the one hand, due to the opening of the new LNG terminal in Klaipėda, energy prices in Lithuania fell. This trend is expected to continue also in the future. On the other hand, special-purpose entities formed for renewable energy projects, which do not have in place old permits with more favourable feed-in tariffs, must more and more prevail against suppliers of fossil energy sources under market conditions.

Wind und Biomasse als Technologien mit Zukunftspotenzial

Photovoltaik spielt in der aktuellen Transaktionsberatung so gut wie keine Rolle mehr, nachdem mittlerweile die Gültigkeit sämtlicher Altgenehmigungen für noch nicht realisierte Projekte abgelaufen ist. Eine politische Initiative zur Wiederaufnahme der Förderung ist gegenwärtig nicht absehbar.

Auch für die Windenergie sind die Bedingungen mit der Kürzung der Förderung schwieriger geworden. Nichtsdestotrotz gibt es mehrere Großprojekte, die entweder kürzlich erfolgreich realisiert worden sind oder sich in der Projektentwicklung befinden. Hier spielen die sehr günstigen allgemeinen Standortbedingungen und die sinkenden Preise für die Anlagen eine wichtige Rolle.

Gleiches gilt für den Bereich Biomasse. Insbesondere auf kommunaler Ebene besteht ein hoher Erneuerungsbedarf bei bestehenden Kraftwerken.

Vorteile von Wind und Biomasse im ländlichen Bereich

Der Bedarf an günstiger Energieversorgung ist insbesondere im ländlichen Bereich Litauens nach wie vor groß. Hier spielt vor allem die Biomasse ihre Vorteile aus. Diese ist sowohl in Form von Phytomasse (Pflanzen) als auch in Form von Zoomasse (tierische Materialien) in großem Umfang in Form von Bioabfällen oder Exkrementen vorhanden. Biomasseheizkraftwerke in Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplung sind in Litauen besonders attraktiv, weil auch viele ländliche Gemeinden, trotz einer allgemein schlechten Infrastruktur, über ein gut ausgebautes Fernwärmenetz verfügen. Dies bietet Chancen für Anbieter effizienter und innovativer Technologien zur Energieproduktion auf erneuerbarer Basis.

Windkraft wird in Küstennähe in Litauen nach wie vor ausgebaut, wobei über den ganzjährig eisfreien Hafen in Klaipėda eine Versorgung über gut ausgebaute Infrastruktur möglich ist.





Vorteile des Erwerbs und rechtliche Rahmenbedingungen

Die Vorteile des Erwerbs einer bereits funktionierenden EE-Projektgesellschaft liegen auf der Hand. Der Erwerbspreis einer bereits tätigen EE-Projektgesellschaft ist zwar finanziell größer, wirkt sich aber als Vorteil in der zukünftigen Tätigkeit aus:

- > Die Kosten der Gesellschaftsgründung entfallen.
- > Die Einholung von Bau- und Entwicklungsgenehmigungen spielt eine entscheidende Rolle und bestimmt den wirtschaftlichen Erfolg einer EE-Gesellschaft. Aktuell ist eine Erteilung mit vielen administrativen Hürden verbunden. Vor dem Erwerb muss darauf der Schwerpunkt einer jeden Due Diligence liegen.
- > Die Verordnung Nr. 1-127 des Ministers für Energie der Republik Litauen über die Regeln des Netzanschlusses für Hersteller und Verbraucher und Art. 23 des Baugesetzes der Republik Litauen bestimmen, dass Bau- und Entwicklungsgenehmigungen nicht zugunsten spezifischer Rechtssubjekte, sondern für spezifische Projekte erteilt werden. Der Wechsel des Eigentümers der Projektgesellschaft bleibt daher ohne Auswirkungen auf den Genehmigungsbestand. Deshalb ist grundsätzlich auch ein Asset-Deal denkbar, über den z.B. identifizierte Risiken in der Projektgesellschaft vermieden werden können.
- > Ein dritter wichtiger Vorteil des Erwerbs einer bereits funktionierenden EE-Projektgesellschaft sind die bestehenden Pachtverträge bzw. Eigentumsrechte an den für die Realisierung erforderlichen Grundstücken. In Litauen ist der Kauf von landwirtschaftlichen Grundstücken per Gesetz stark eingeschränkt; praktisch ist ein solcher nur für Agrargesellschaften möglich, d.h. Gesellschaften, die nachgewiesenermaßen über einen bestimmten Zeitraum landwirtschaftlich tätig sind. Vor dem Erwerb landwirtschaftlicher Flächen durch z.B. neu gegründete Projektgesellschaften müssen entsprechende Flächen daher in der Regel zuerst umgewidmet werden (Änderung des Nutzungszwecks in eine nicht landwirtschaftliche Tätigkeit).

Praxisberichte

Folgendes Beispiel zeigt exemplarisch, worauf beim Erwerb einer Projektgesellschaft zu achten ist:

Eine deutsche Gesellschaft investierte über ein litauisches Joint-Venture-Unternehmen (Projektgesellschaft) in ein Biomassekraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung. Im Wege einer Ausschreibung mit Auktionsverfahren hatte diese Projektgesellschaft das Recht erworben, die zukünftig erzeugte Energie zu einem festgelegten Preis einzuspeisen. Nachdem die Gesellschaft alle anderen notwendigen Genehmigungen erhalten und die Bauarbeiten bereits aufgenommen hatte, hob der Staat aus rein formellen Gründen das Ergebnis der Auktion auf und widerrief den festgesetzten Strompreis.

Momentan wird die Entscheidung der handelnden Behörde vor Gericht mit dem Argument des Bestandsschutzes angefochten. Der Ausgang ist offen und gefährdet natürlich die erfolgreiche Projektrealisierung.

Dieses Beispiel zeigt, dass es nicht ausreichend ist zu prüfen, ob und mit welchem Inhalt die Entwicklungsgenehmigung erteilt worden ist. Notwendig ist auch eine Prüfung des zugrunde liegenden Verwaltungsverfahrens, ob die Genehmigung rechtmäßig erteilt wurde oder ob sich aus dem Verfahren eine Gefahr für den Bestand der Genehmigung ergeben könnte.

Übersicht über vergebene Fördersätze

Die im letzten Quartal von der staatlichen Kommission für Preis- und Energiekontrolle festgesetzten Preise lauten wie folgt:

- > Photovoltaik (nicht integrierte Anlagen):
13,3 bis 15,6 Cent/kWh
- > Photovoltaik (integrierte Anlagen):
16,8 -bis 20,0 Cent/kWh
- > Windenergie:
6,1 bis 7,8 Cent/kWh
- > Für Stromerzeuger aus Biomasse schwanken die Preise zwischen 4,9 und 14,5 Cent/kWh.

Fazit

Gerade bei Wind und Biomasse kann sich in Litauen eine Investition in Erneuerbare Energien lohnen. Insbesondere Projektgesellschaften, die Biomasse zur Energieerzeugung nutzen, sind aufgrund der günstigen Verfügbarkeit entsprechender Energieträger ein attraktives Ziel für einen Erwerb. Die Rechtmäßigkeit bereits erteilter Genehmigungen ist hier besonders genau zu prüfen, da anderenfalls der Verlust der bereits garantierten Einspeisevergütung drohen kann. Aufgrund allgemein sinkender Strompreise werden die in Altgenehmigungen festgesetzten Einspeisevergütungen auf absehbare Zeit wohl nicht mehr erreicht werden. Diese Nachteile werden aber oftmals durch die allgemein günstigen Standortbedingungen und die niedrigen Kosten für die Errichtung der Anlagen nahezu ausgeglichen.

Kontakt für weitere Informationen:



Tobias Kohler

Rechtsanwalt

Tel.: +370 (5) 212 35 90

E-Mail: tobias.kohler@roedl.pro



> Das Gesetz über erneuerbare Energiequellen in Polen – ein Kurzüberblick

Von Piotr Mrowiec

Nach über drei Jahren legislatorischer Arbeit hat der Präsident der Republik Polen am 11. März 2015 das Gesetz über erneuerbare Energiequellen (weiter auch EEG-PL genannt) unterzeichnet. Das Gesetz wird 30 Tagen nach Bekanntmachung in Kraft treten, wobei einige Vorschriften, darunter der komplette Abschnitt über das neue Unterstützungsmodell, erst später wirksam werden. Dieser Artikel soll einen ersten Überblick verschaffen und einige Grundinformationen im Ist/Wird-Modus und nicht wie üblich im Soll-Modus liefern.

After three years of the legislative work, the President of the Republic of Poland signed on 11 March 2015 the Renewable Energies Act. The Act will come into force 30 days after its announcement. Some provisions, however, including the whole chapter on the new incentive model, will come into force at a later date. This article aims to give you the first overview and some basic information about how the state of affairs really looks like now or how it will look like in the future and not, as has been the case so far, how we expect it to look like.

Nach dem Willen des Gesetzgebers soll das Gesetz über erneuerbare Energiequellen keineswegs für einen Boom der Erneuerbaren Energien in Polen sorgen. Das Ziel der eingeführten Unterstützungsmechanismen ist es, die Verpflichtungen gegenüber der EU im Hinblick auf den prozentualen Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch einzuhalten. Zusätzlich soll die Förderung möglichst wenig kosten.

Feed-in-Tarife nur für die kleinsten Stromerzeuger

Der Entwurf des EEG-PL in der Fassung vom 9. Oktober 2012 (Version 2.0.2.) sah vor, dass kleinere EE-Anlagen (Biogasanlagen mit einer Nennleistung bis 200 kW, Wind- und PV-Anlagen bis 100 kW) eine technologieabhängige Einspeisevergütung erhalten. Die Einspeisevergütung sollte z.B. bei kleineren PV-Dachanlagen üppige 1300 PLN/MWh betragen. Im September 2013 kam es jedoch zu einem kompletten Konzeptionsumschwung, und zwar dergestalt, dass laut neuem Entwurf die kleineren Betreiber zum Selbstverbrauch der produzierten Energie gezwungen werden sollten, indem sie den überschüssigen Strom für nur 80 Prozent des Stromdurchschnittspreises, also ungefähr 150 PLN/MWh, verkaufen sollten. Dieser radikale Wechselkurs wurde bis zum Ende weitgehend fortgeführt – mit einer Ausnahme: Dem großen Koalitionspartner zum Trotz haben die kleinere Koalitionspartei PSL und die gesamte Opposition eine Regelung durchgekämpft, die nun den kleinsten EE-Produzenten eine Einspeisevergütung gewährt. Zwar wurde der Kreis der potenziellen Anlagen, die in den Genuss der Einspeisevergütung kommen, deutlich verringert – die Einspeisetarife gelten jetzt nur für Anlagen bis 10 kW_p, doch bedeutet dies einen großen Schritt in Richtung der dezentralen Stromerzeugung in Polen. Den größeren Anlagen bleibt entweder Teilnahme an einer Ausschreibung (nachfolgend Auktion oder Ausschreibung genannt), um die Förderungshöhe zu ermitteln oder aber Eigenverbrauch mit Verkauf des Stromüberschusses für 100 Prozent des durchschnittlichen Strompreises.

Gemäß dem EEG-PL wird die Einspeisevergütung für zwei Anlagengrößen gelten: Anlagen bis 3 kW_p und Anlagen zwischen 3 und 10 kW_p. Bei Anlagen bis 3 kW_p ist die Unterstützung nur für Wasserkraftwerke, Windkraft (onshore) und Photovoltaik vorgesehen und wird 0,75 PLN (ungefähr 0,18 EUR) je kWh betragen. Diese Einspeisevergütung soll so lange gelten, bis die gesamte Anzahl von Anlagen, die das FiT-System erfasst, die Grenze von 300 MW erreicht, oder aber wenn der Wirtschaftsminister die Vergütung per Verordnung ändert. Die Änderung der Einspeisetarife per Verordnung soll dann eingreifen, wenn sich die staatliche Energiepolitik ändert oder die Gestehungskosten im Hinblick auf die eingesetzte Technologie fallen – so will man die Überförderung vermeiden.

Eine analoge Vorschrift zu den oben genannten Kleinstanlagen bis 3 kW_p gilt für die Anlagen zwischen 3 bis 10 kW_p. Anwendungsbereich ist in diesem Segment aber breiter. In den Genuss der FiT kommen zusätzlich Biogasanlagen; der Ausbaudeckel beträgt 500 MW. Die Tarife gestalten sich wie folgt:

- > landwirtschaftliches Biogas: 0,70 PLN/kWh
- > Biogas aus Mülldeponien: 0,55 PLN/kWh
- > Biogas aus Kläranlagen: 0,45 PLN/kWh
- > Wasserkraftanlagen: 0,65 PLN/kWh
- > Windkraftanlagen (onshore): 0,65 PLN/kWh
- > PV-Anlagen: 0,65 PLN/kWh



Es ist insoweit aber zu betonen, dass infolge der hektischen Gesetzgebung zur Einführung der FiT die Auslegung der Vorschriften über die Höhe der Vergütung in dem 15-jährigen Zeithorizont nicht eindeutig ist. Mit Blick auf den Sinn und Zweck der Vorschriften ist anzunehmen, dass die Höhe des Einspeisetarifs, welche der einzelne EE-Anlagenbetreiber erhält, für ihn 15 Jahre lang unverändert bleibt. Das entspricht auch dem allgemeinen Verständnis dieser Vergütungsform. Die Lektüre der Vorschriften lässt allerdings auch eine andere Auslegung zu, denn nach Art. 41 Abs. 12 des EEG-PL sollen die Einspeisetarife so lange gelten, bis der Deckel von 300 MW erreicht wird oder der Wirtschaftsminister die Tarife ändert. Es fehlt ein klärender Satz, der besagen würde, dass die Änderung der Tarife keinen Einfluss auf jene Betreiber haben wird, die ihren überschüssigen Strom bereits verkaufen. Dieses und einige weitere Probleme bezüglich der Einspeisevergütung hat das Wirtschaftsministerium erkannt und plant schon eine erste Novellierung des Gesetzes, obwohl dieses noch gar nicht in Kraft getreten ist.

Das Auktionssystem

Das Auktionssystem ist im Vergleich zu den im letzten Jahr präsentierten Entwürfen des EEG-PL in dem verabschiedeten Gesetz praktisch unverändert geblieben. Nach Art. 210 EEG-PL wird der Termin der ersten Auktion spätestens 90 Tage nach dem Inkrafttreten der Vorschriften über das neue Unterstützungsmodell (1. Januar 2016) bekannt gegeben, also Ende März 2016. Da die Auktionen nicht später als 30 Tage nach der Bekanntgabe beginnen können, werden die ersten Auktionen/Ausschreibungen in Polen bis Ende April 2016 durchgeführt sein.

Viele Einzelheiten zur Durchführung und zu technischen Anforderungen für die Teilnahme fehlen noch; sie werden in eine sogenannten Auktionsordnung veröffentlicht. Fest steht, dass zu der Teilnahme nur diese Bewerber zugelassen werden, die eine Kautions hinterlegen 30 PLN je kW der installierten (oder zu installierenden) Nennleistung der Anlage. Falls der Bietende die Auktion nicht gewinnt, erhält er die eingezahlte Kautions innerhalb von 14 Tagen ab Auktionsende zurück. Zusätzlich müssen die Bewerber eine entsprechende Bescheinigung über die Erfüllung der Vorklassifizierungskriterien vorweisen, denn an den Auktionen dürfen ausschließlich baureife Projekte teilnehmen. Aus diesem Grund muss der potenzielle Bieter zum einen die Anschlussbedingungen von dem Netzbetreiber erhalten oder bereits den Anschlussvertrag mit ihm unterzeichnet haben, zum anderen hat er eine rechtskräftige Baugenehmigung vorzuweisen.

Das Angebot muss vor allem Folgendes beinhalten: die Menge der Energie (in MWh), welche der Bieter während der gesamten Förderdauer zu erzeugen bereit ist sowie den Preis pro MWh. Das abgegebene Angebot ist für andere Auktionsteilnehmer nicht sichtbar und zudem unwiderruflich. Die Gewinner haben 48 Monate Zeit (PV-Anlagen 24 Monate und Offshore-Windanlagen 72 Monate), um mit der Stromherstellung in ihren Anlagen zu beginnen.

Für bestehende Anlagen werden separate Auktionen durchgeführt, sodass die Betreiber, die aktuell in Form fixer Strompreise plus grüner Zertifikate vergütet werden, auch an den Auktionen teilnehmen können. Bei neuen Projekten wird die Förderdauer 15 Jahre betragen, ab dem Beginn des Stromverkaufs, jedoch nicht länger als bis 2035. Für die bestehenden Anlagen wird die Förderdauer ebenfalls 15 Jahre betragen, wobei hier für den Förderbeginn die Inbetriebnahme der Anlage maßgebend ist.

Für die Bieter sind die sogenannten Referenzpreise von entscheidender Bedeutung. Die Referenzpreise sind maximale Preise, zu denen auf den Auktionen die Energie eingekauft werden kann. Die Bieter, deren Angebote diese Preise übersteigen, verlieren automatisch die Auktion. Die Referenzpreise legt der Wirtschaftsminister in einer Verordnung spätestens 60 Tage ab Beginn der Auktion fest und gibt sie bekannt. Bis Ende Februar 2016, vor den ersten Auktionen, müssen die Referenzpreise bekannt gegeben sein. Sie werden für jede Technologieart – differenziert nach der Größe der Anlagen – gesondert festgelegt. Folglich werden für Strom aus Windanlagen bis 1 MW andere Referenzpreise gelten als für Strom aus Windanlagen über 1 MW und wiederum andere als für Strom aus PV-Anlagen bis 1 MW bzw. über 1 MW. Die Technologien werden in den Auktionen miteinander konkurrieren. Es wird aber separate Ausschreibungen für Anlagen bis 1 MW und Anlagen über 1 MW geben.

Für die Auktionsteilnehmer wird auch die Information über die Gesamtmenge grünen Stroms, die der Staat während der Auktionen einkaufen kann, von essenzieller Bedeutung sein. Denn je größer das Kontingent der käuflichen Energie sein wird, desto höher werden die Chancen für die Teilnehmer sein, die Ausschreibungen zu gewinnen, selbst wenn das Angebot nahe am Referenzpreis liegen wird. Für volatile EE-Anlagen (das Gesetz beschreibt sie als Anlagen mit einer Effizienz < 4.000 MWh pro MW der installierten Nennleistung im Jahr) wird die Strommenge, die Gegenstand der Auktion sein soll, für Anlagen über 1 MW Nennleistung bis zum 31. Mai 2015 und für Anlagen bis 1 MW Nennleistung bis zum 15. Juni 2015 bekannt gegeben.



Das Wirtschaftsministerium hat bereits Entwürfe von zwei Verordnungen veröffentlicht, in welchen die Menge der Energie bestimmt wurde, welche Gegenstand der Ausschreibungen sein soll und auch der Wert der Energie, die vom Staat in der Ausschreibungen eingekauft werden soll. Es ist somit geplant, dass in 2016 Gegenstand der Ausschreibung für Anlagen über 1 MW Nennleistung, Energiegesamtmenge von 50.449.950 MWh sein soll, darunter sollen 30.907.350 MWh von volativen EE-Anlagen eingekauft werden. Der Wert der Energie, die den Gegenstand der Auktion bildet wurde auf 18.201.331.716 PLN beziffert. Der Quotient des Energiewertes durch die Energiemenge ergibt einen Preis, für welchen der Staat bereit wird, die grüne Energie in den großen EE-Anlagen einzukaufen, ungefähr 360,00 PLN pro MWh.

Die Energiemenge, die Gegenstand der Ausschreibung für kleine Anlagen (bis 1 MW) sein soll, beziffert das Wirtschaftsministerium für 12.612.488 MWh, bei dem Gesamtwert von 5.927.933.456 PLN. Es ist somit davon auszugehen, dass der Staat für die Unterstützung der kleineren EE-Anlagen 470 PLN/MWh bereit ist auszugeben.

Die oben ermittelten Energiepreise werden noch durch die Referenzpreise je nach Technologie entsprechend modifiziert, die entsprechende Verordnung fehlt aber noch.

Übergangsvorschriften, Sicherheit für die Bestandsanlagen

Das neue Unterstützungsmodell tritt definitiv am 1. Januar 2016 in Kraft. Alle Anlagen, die bis dahin in Betrieb genommen werden, bleiben in dem „alten“ Quotensystem, und zwar 15 Jahre lang seit/ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. Die bestehenden Anlagen zählen zu den Gewinnern des neuen Rechts, denn sie bekommen jetzt eine Garantie, dass die Unterstützungsdauer tatsächlich 15 Jahre betragen wird. Kein Rechtsakt regelte bislang, wie lange den EE-Anlagen-Betreibern die Unterstützung in Form von Herkunftszertifikaten und fixem Stromeinkaufspreis überhaupt zusteht. Nur eine Verordnung, die u.a. die Grundsätze der Einholung und Aufhebung von Herkunftszertifikaten, die Entrichtung der Ausgleichsausgabe sowie den Erwerb von Strom aus erneuerbaren Energiequellen regelte, gab einen zeitlichen Horizont, der sich aber nur auf ein paar Jahre erstreckte. Das EEG-PL verschafft mit der eindeutigen Vorschrift des Art. 44 Abs. 5 erst jetzt Klarheit.

Auch wenn das Gesetz vielen Erwartungen nicht gerecht werden konnte, so ist es für Investoren doch ein Meilenstein und führt solide Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien in Polen ein.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec

Rechtsanwalt

Tel.: +48 (61) 62 44 - 9 21

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro



> Die negativen Einflüsse der EU-Sanktionen auf die EE-Projektrealisierung innerhalb der Russischen Föderation

Von Tatiana Vukolova

Den Ausbau Erneuerbarer Energien fördert die russische Regierung über staatliche Programme. Seit den EU-Sanktionen und der russischen Wirtschaftskrise haben sich die Bedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien erschwert. Ein Investor muss, um in den Genuss staatlicher Fördermittel zu kommen eine Lokalisierung von 35–70 Prozent der Arbeitstechniken und Materialien aufweisen. Zudem muss er darauf achten, dass die übrigen eingeplanten ausländischen Techniken nicht unter das Kaufverbot der Verordnungen Nr. 656 und Nr. 84 fallen. Außerdem wurden viele der heutigen Bauprojekte auf dem US-Dollar/Euro-Kurs aus dem Jahre 2012 berechnet, sodass die Kosten infolge des Wertverfalls des Rubels deutlich nach oben korrigiert werden müssen. Diese Fehlkalkulationen können in Russland momentan nicht durch neue Bankkredite ausgeglichen werden, da der Schlüsselzins laut russischer Zentralbank 15 Prozent beträgt und die horrenden Bankforderungen die Einnahmen der Investoren übersteigen würden.

The development of the renewable energy sector is promoted by the Russian government through state incentive programs. Since the EU imposed sanctions and the economic crisis arose in Russia, the conditions for the expansion of renewable energies have worsened. In order to receive state incentives, an investor must confirm that 35-70 percent of working technologies and materials comes from local sources. In addition, the investor must ensure that the remaining foreign technology sources do not fall within the scope of the purchase prohibition provided for by Regulations no 656 and no 84. Moreover, calculations for many of the currently implemented construction projects were made on the basis of the USD/EUR exchange rate from 2012, and now –due to the depreciation of the Russian rouble– the costs must be adjusted significantly upwards. As of now, such miscalculations cannot be offset by new bank loans since the key rate advertised by the Central Bank of Russia is 15 percent and the horrendous bank claims would exceed the investors revenues.

Die Russische Föderation hat als größtes Land der Erde ein enormes Potenzial im Bereich der Erzeugung von Energien aus erneuerbaren Quellen. So besitzt Russland nicht nur 11 Prozent der gesamten Landmasse des Erdballs, sondern verfügt unter anderem auch über die weltgrößte Ausdehnung an Küstenlinie und erstreckt sich über mehrere Klimazonen¹, was alles in allem beste Voraussetzungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien sind.

Die russische Energiepolitik jedoch hat der Entwicklung des Ausbaus und der Nutzung Erneuerbarer Energien wegen vieler Faktoren, vor allem wegen der großen Vorräte des Landes an fossilen Energieträgern, verhältnismäßig wenig Beachtung geschenkt.²

Erst in den letzten Jahren hat sich das deutlich geändert. Mit der Einsicht, dass eine Diversifizierung des Energiesektors die Lebensqualität der Bürger heben, einen Anreiz zum technologischen Fortschritt geben und ein großer Schritt zu einer beständigeren und verlässlicheren ökonomischen Entwicklung des eigenen Landes sein kann³, wurden die grundlegenden politischen Weichenstellungen für die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien mit der Regierungsanordnung Nr. 1-p vom 8. Januar 2009⁴ festgelegt.

Neben einer Reihe von Verordnungen zur Regelung des Baues von Kraftwerken, die auf Grundlage erneuerbarer Energiequellen betrieben werden, hat die Politik auch staatliche Förderprogramme ins Leben gerufen, die helfen sollen, den Bau solcher Kraftwerke in die Realität umzusetzen und voranzutreiben⁵.

Zu den angestrebten Zielen gehören unter anderem folgende: Der Gesamtverbrauch an Erneuerbaren Energien (mit Ausnahme Wasserkraftwerken mit einer Leistung von über 25 MW) soll schrittweise von ca. 1 Prozent² auf 2,5 Prozent bis 2015 und auf 4,5 Prozent bis 2020 angehoben werden. Die Windkraftkapazitäten sollen von 100 MW im Jahre 2014 auf 1 GW im Jahre 2020³ verzehnfacht und die Gesamtleistung der Photovoltaik im selben Zeitraum von 120 MW auf 270 MW gesteigert werden³.

Von der Förderung der Erneuerbaren Energien und weiteren Modernisierungsmaßnahmen des Energiesektors erwartete man zudem, dass sich der Treibhausgasausstoß um bis zu 393 Millionen Tonnen CO₂ bis zum Jahre 2020 verringern würde¹.

¹ Quelle: Unterprogramm Nr.6 „Entwicklung der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen“ des staatlichen Programms aus dem Jahre 2013 „Energieeffizienz und Entwicklung der Energetik“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.3.2015.

² Quelle: <http://minenergo.gov.ru/activity/vie/>; Abruf: 10.3.2015.

³ Quelle: Regierungsanordnung Nr. 1-p vom 8.1.2009 „Über die grundlegenden Richtungen der Staatspolitik im Bereich der Erhöhung der Energieeffizienz der Elektroenergetik auf Grundlage der Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Zeitraum bis zum Jahre 2020“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.3.2015.

⁴ Quelle: Ebenda.

⁵ Quelle: Regierungsanordnung Nr. 512-p vom 3.04.2013 „Über die Bestätigung des staatlichen Programms Energieeffizienz und Entwicklung der Energetik“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015



Um den Ausbau von Kraftwerken zu fördern, die auf Grundlage Erneuerbarer Energien betrieben werden, will die Regierung – abstrakt gesprochen – stimulierende Anreize für Investoren schaffen¹. Solche Anreize sind in dem Abbau von bestehenden administrativen Barrieren, der Schaffung einer notwendigen Infrastruktur und vor allem der Erteilung von finanzieller Unterstützung zu sehen¹. Die verbreitetste Form der finanziellen Unterstützung sind sogenannte „Lieferungsverträge“ von Energieleistungen von qualifizierten Generierungsobjekten, die auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen betrieben werden⁶ (nachfolgend „Energieleistungslieferungsvertrag“). Mit solchen Verträgen verpflichten sich Investoren, innerhalb eines bestimmten Zeitraums ein Kraftwerk zu errichten und in Betrieb zu nehmen, wohingegen der Staat garantiert, eine zuvor festgelegte Menge an Energie zu einem gewinnbringenden Preis, welcher nach den Regeln der Regierungsverordnung Nr. 449⁷ bestimmt wird, über einen längeren Zeitraum abzunehmen. Der Staat führt einmal jährlich Ausschreibungen für Projektvergaben bezüglich jeder einzelnen erneuerbaren Energiequelle⁶ durch, wobei den Gewinnern ein solcher „Energieleistungslieferungsvertrag“ in Aussicht gestellt wird. Zudem erhalten die Gewinner noch steuerrechtliche Privilegien und sogenannte „grüne Zertifikate“, die den Umfang der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bezeugen⁸, um die Erneuerbaren Energien insgesamt noch attraktiver zu machen.

Die staatlich subventionierten Förderprogramme sind für einen systematischen und beherzten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Russland notwendig. Die Herausforderung für die lediglich private Realisierung solcher Projekte liegt darin, dass die herkömmliche Energiegewinnung in Russland im Vergleich zu der Gewinnung aus erneuerbaren Energiequellen relativ günstig ist, die Erneuerbaren Energien also nur bedingt wettbewerbsfähig sind und der Markt für diese neue Art der Energie noch sehr klein und unerfahren ist³. Daher bieten EE-Projekte ohne staatliche Unterstützung nur geringe Anreize für potenzielle Investoren bei vergleichsweise hohen Risiken.

Seitdem die Europäische Union im Laufe des Jahres 2014 eine Reihe von Sanktionen gegen die Russische Föderation erlassen hat und weitere Faktoren hinzutreten, die die russische Wirtschaft in eine Krise stürzten, haben sich die Bedingungen für einen raschen Ausbau der Erneuerbaren Energien wesentlich erschwert.

Aus juristischer Sicht spielt die lokale Herkunft der Arbeitsmaterialien eine wesentliche Rolle. Gemeint ist damit, wie umfangreich der Anteil von Komponenten einer Anlage (dem Kraftwerk) und von Arbeiten, die während der Projektierung und des Baus vorgenommen werden, mit „russischer Herkunft“ sein muss⁹.

Schon vor den Sanktionen forderten Investoren, dass die Lokalisierungsquote – abhängig von der Art der Energiequelle und dem Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerkes – bei 35–70 Prozent liegen müsse³. Bei Verletzung dieser Vorschrift ist der Koeffizient, der für die Berechnung des vertraglichen Preises verwendet wird, gleich null¹⁰. Dies bedeutet, dass der Investor keine staatliche Förderung erhält, bis er die Anforderungen vollständig erfüllt.

Im Zuge der Gegenreaktionen auf die Sanktionen hat die russische Regierung in Übereinstimmung mit dem föderalen Gesetz Nr. 44¹¹ Verordnungen erlassen, die den Kauf bestimmter ausländischer Fahrzeuge und Maschinen für den staatlichen und kommunalen Gebrauch verbieten¹², und damit die rechtlichen Rahmenbedingungen für potenzielle Investoren weiter erschwert. Ziel der Regierungsanordnung Nr. 656 „Über die Aufnahme des Verbotes auf die Zulassung einzelner Produktarten des Maschinenbaus, aus ausländischer Produktion, für den Vollzug der Einkäufe zum Zwecke der Befriedigung staatlicher und kommunaler Bedürfnisse“ und ihrer Änderung¹³ ist es, die Staatsverteidigung und Staatssicherheit zu gewährleisten sowie den russischen Binnenmarkt zu schützen, die Entwicklung der nationalen Ökonomie zu fördern und die russischen Warenproduzenten zu unterstützen^{10 11}. Die Verbotsliste führt diverse Fahrzeuge und Maschinen auf, die für den Bau von Kraftwerken eine bedeutende Rolle spielen.

⁶ Quelle: Regierungsanordnung vom 27. Dezember 2010 Nr. 1172 „Über die Regeln des Großmarkts elektrischer Energie und Leistungen“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

⁷ Quelle: Regierungsverordnung Nr. 449 vom 28. Mai 2013 „Über die Mechanismen der Stimulierung der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen auf dem Großmarkt der elektrischen Energie und Leistung“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

⁸ Quelle: Regierungsanordnung Nr. 117 vom 17. Februar 2014 „Über einige Fragen bezüglich der Zertifizierung der Mengen an Elektroenergie, welche auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen durch qualifizierte Generierungsobjekte hergestellt werden“, Abschnitt II, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

⁹ Quelle: Regeln zur Qualifizierung generierender Objekte als auf Grundlage der Nutzung von erneuerbarer Energien“ bestätigt durch die Regierungsanordnung Nr. 426 vom 3 Juni 2008.

¹⁰ Quelle: Regierungsanordnung Nr. 426 vom 03.06.2008 „Über die Qualifizierung der generierenden Objekte, die auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen funktionieren“, Consultant Plus; www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹¹ Quelle: Föderales Gesetz Nr. 44-3 vom 05. April 2013 „Über das Kontraktsystem im Bereich des Einkaufs von Waren, Arbeiten und Leistungen für die Befriedigung staatlicher und kommunaler Bedürfnisse“, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹² Quelle: Regierungsanordnung Nr. 656 vom 14. Juli 2014 „Über die Aufnahme des Verbotes auf die Zulassung einzelner Produktarten des Maschinenbaus, aus ausländischer Produktion, für die Befriedigung der Einkäufe zum Zwecke der Beschaffung für staatliche und kommunale Bedürfnisse“, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹³ Quelle: Regierungsanordnung Nr.84 vom 31. Januar 2015 „Über die Einbringung von Änderungen in die Regierungsverordnung der Russischen Föderation vom 14. Juli 2014 Nr. 565“, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.



Zu nennen sind z.B. bestimmte Arten von Bulldozern (Nr. 2, 6), Kräne (Nr. 1, 27), Transportmaschinen für Baumaterialien (Nr. 28), Container (Nr. 47, 48), Anhänger (Nr. 50, 53) und Bagger (Nr. 11, 12, 13)¹¹. Dabei stellt die Verordnung unterschiedliche Anforderungen an das Kaufverbot der aufgelisteten Waren, die in drei Kategorien unterteilt sind. Die Waren können demnach, obwohl sie gelistet sind, eingekauft werden, wenn sie die Kriterien der jeweiligen Gruppe erfüllen.

Kategorie A als größte Gruppe, unter die auch die oben genannten Baumaschinen fallen, verlangt, dass die Waren aus Russland, Weißrussland, Armenien oder Kasachstan stammen müssen¹¹.

Für einen Investor, der den Bau eines Kraftwerkes mithilfe eines staatlichen Ausschreibens plant, ist es somit wichtig zu klären, ob er bereits die geforderten 30–70 Prozent der Lokalisierung aufweisen kann und ob die anderen geplanten Arbeitsmaterialien nicht unter das Kaufverbot fallen, da als Vertragspartner im Falle eines „Energieleistungslieferungsvertrages“ immer der Staat oder ein Subjekt der Russischen Föderation auftritt. Entscheidend ist in diesem Zusammenhang, ab wann eine Ware als „russisch“ angesehen wird. Darauf gibt Punkt 2.1 des 2. Abschnittes des Abkommens „Über die Regeln der Bestimmung des Herkunftslandes einer Ware in der Zusammenarbeit der unabhängigen Staaten“¹⁴ eine Antwort. Als Herkunftsland einer Ware wird danach das Land angesehen, in dem die Ware entweder vollständig gefertigt oder eine ausreichende Bearbeitung (Überarbeitung) in Übereinstimmung mit den Kriterien des Abkommens erfolgt ist. Wenn an der Warenproduktion dritte Länder (keine Mitgliedsstaaten der Übereinkunft) teilhaben, dann liegt eine ausreichende Bearbeitung vor, wenn: 1. sich aufgrund der Verarbeitung/Überarbeitung die Warenpositionierung des Produkts in der Warennomenklatur der außenwirtschaftlichen Tätigkeiten der Zollunion wenigstens in einem der ersten vier Zeichen erhöht¹⁴, 2. die notwendigen technologischen Produktionsschritte als in Russland vollzogen, angesehen werden können¹⁴, 3. die Kosten der benutzten ausländischen Materialien nur einen fixen Prozentanteil an der Endsumme des Produkts ausmachen¹⁴.

Zu beachten ist, dass bestimmte Tätigkeiten von vornherein als nicht ausreichend für eine notwendige Verarbeitung oder Überarbeitung angesehen werden. Dies betrifft z.B. die Zerteilung des Produkts in seine Einzelteile, die Vermischung des Produkts oder seiner Einzelteile, die zu keinem wesentlichen Unterschied zwischen dem neu entstandenen und dem alten Produkt führt, das Lackieren oder Polieren der Ware oder die bloße Vorbereitung zum Verkauf¹⁴.

Die Tatsache, dass die Ware als „russisch“ angesehen werden kann, reicht jedoch alleine nicht aus, um für staatliche oder kommunale Zwecke eingekauft werden zu dürfen. Hinzukommen muss, dass von staatlicher Stelle für das betroffene Produkt das Zertifikat CT-1 verliehen wird¹⁵. Um ein solches Zertifikat zu erlangen, muss eine Expertise bei der Industrie- und Handelskammer beantragt und erstellt werden¹⁶. Dabei wird ein strenger Maßstab an die oben genannten Kriterien bei der Beurteilung angelegt¹⁷. Sobald das vorgesehene Produkt gekauft wurde, verliert das dazugehörige Zertifikat seine Gültigkeit¹⁷.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird in Russland auch dadurch erschwert, dass die meisten der heutigen Projekte, an das staatliche Förderprogramm aus dem Jahre 2013, also noch vor der russischen Wirtschaftskrise, angelehnt sind und die Ausgaben für den Bau solcher Kraftwerke auf Grundlage des US-Dollar-/Euro-Kurses aus dem Jahre 2012 berechnet wurden¹⁸. Dies hat zur Folge, dass die berechneten Baukosten und Kosten für den Import von Arbeitsmaterialien nicht mehr den realen Kosten entsprechen und deutlich nach oben korrigiert werden müssen.

Doch können die Fehlkalkulationen nicht einfach durch neue Bankkredite ausgeglichen werden, da der russische Schlüsselzins seit der Wirtschaftskrise Höchststände erreicht hat. Laut der russischen Zentralbank betrug der Schlüsselzins beispielsweise am 2. Februar 2015 ganze 15 Prozent¹⁹. Bei den zurzeit horrenden Zinsen ist die Aufnahme weiterer Kredite deshalb kein geeignetes Mittel, um die Fehlkalkulationen ökonomisch sinnvoll auszugleichen.

¹⁴ Quelle: Abkommen zwischen den Staatsregierungen der GUS-Mitglieder vom 20. November 2009 „Über die Regeln der Bestimmung des Herkunftslandes einer Ware in der Zusammenarbeit der unabhängigen Staaten“, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹⁵ Quelle: Anhang „Festsetzung der Ordnung über die Vergabe von Zertifikaten über Waren der Form CT-1 für den Einkauf zur Befriedigung staatlicher und kommunaler Bedürfnisse“ zum Erlass der Handels- und Industriekammer Nr. 64 vom 25. August 2014, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹⁶ Quelle: Erlass der Handels- und Industriekammer Nr. 66 vom 25. August 2014 „Ordnung über die Ausfüllung der Expertisen zur Bestimmung des Herkunftslandes einer Ware und dem Einklang der Waren mit den Anforderungen der Regierungsanordnung Nr. 656 vom 14. Juli 2014“, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹⁷ Quelle: Anhang „Über die Festsetzung der Ordnung über die Vergabe von Expertisen zum Zwecke des Einkaufs zur Befriedigung staatlicher und kommunaler Bedürfnisse“ zum Erlass der Handels- und Industriekammer Nr. 64 vom 25. August 2014, www.consultant.ru/; Abruf: 10.03.2015.

¹⁸ Quelle: <http://www.19rus.info/index.php/ekonomika-i-finansy/item/25362-investory-opozdali-v-khakasii-kak-ne-bylo-tak-i-net-solnechnoj-elektrostantsii>; Abruf: 10.03.2015.

¹⁹ Quelle: <http://www.cbr.ru/>; Abruf: 10.03.2015.

²⁰ Quelle: <http://www.eurosib.ru/ru/about/>; Abruf: 10.03.2015.

²¹ Quelle: <http://www.sol-en.ru/about/history/>; Abruf: 10.03.2015.



Als Beispiel für den langsamen Ausbau der Kraftwerke können die OAO „Evrosibenergo“, laut eigenen Angaben größtes privates russisches Energieunternehmen²⁰, und die GK „Energija Solnza“, eine international agierende Unternehmensgruppe im Bereich des Ausbaus Erneuerbarer Energien²¹, herangezogen werden.

Beide Unternehmen gewannen ein staatliches Ausschreiben aus dem Jahre 2013 und verpflichteten sich, Solarkraftwerke in Abakan und im Astrachaner Gebiet zu bauen. Vereinbarungsgemäß sollten die Kraftwerke bis zum Dezember 2014 den Betrieb aufnehmen. Jedoch hat bis heute (März 2015) keines der beiden Unternehmen sein Kraftwerk fertiggestellt²², weshalb ihnen Vertragsstrafen im mehrstelligen Millionenbereich drohen²³.

Es ist vorstellbar, dass Russland bei weiter anhaltenden Spannungen mit der EU noch schärfere Kauf- bzw. Importverbote von ausländischen Materialien einführen wird. Weil das Land aber wohl nie vollständig auf ausländische Importe verzichten können wird, wäre ein mögliches Szenario, dass sich künftige Verbote nur auf solche Länder erstrecken, die an der Verhängung der Sanktionen gegen Russland teilgenommen bzw. diese aktiv unterstützt haben. Zu den privilegierten Partnern würde dann beispielsweise China gehören. Nicht nur, dass sich die Beziehungen beider Länder während der geltenden Sanktionen verbessert haben – davon zeugen beispielsweise die kürzlich geschlossenen Verträge über Gaslieferungen nach China²⁴, auch ist bereits jetzt eine erhöhte Aktivität chinesischer Unternehmen auf

dem russischen Energiemarkt zu beobachten. Beispielsweise hat das Unternehmen „Solar Systems“, das zu 100 Prozent der chinesischen „Amur Sirius“ gehört²⁵, 2014 ein staatliches Ausschreiben für den Bau von Solarkraftwerken in drei Regionen Russlands mit einer Leistung von 175 MW gewonnen, was als größte Leistung aller erfolgreich bewerbenden Unternehmen gilt²⁶. Spekuliert wird daher schon jetzt, dass „Solar Systems“ zum größten Investor in Russland im Bereich der Solarenergie im Jahre 2015 aufsteigen wird²⁶.

Letztlich ist festzuhalten, dass sich sowohl die Sanktionen als auch die infolgedessen verschlechternden Verhältnisse zwischen den EU-Staaten und Russland in dem Sinne negativ auf den Ausbau Erneuerbarer Energien in Russland auswirken, dass zum einen deren Ausbau wegen immer strenger und komplizierter werdender Anforderungen langsamer vorankommt und die Finanzmittel für die Realisierung schwieriger zu beschaffen sind. Die im Jahre 2009 gesteckten Ziele für 2020 sind wohl schon jetzt nicht mehr in dem Maße zu erreichen, wie es noch vor der Wirtschaftskrise vorgesehen war.

Dabei sollte man sich noch vor Augen halten, dass die russische Regierung gewillt ist, trotz der Wirtschaftskrise, den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzutreiben. Dies zeigt sich daran, dass 2014 ein weiteres staatliches Förderprogramm für den Ausbau von EE-Projekten erlassen wurde²⁷. Daher sollten wohl gerade europäische Produzenten versuchen die Produktion ihrer Produkte so weit wie möglich den neuen Anforderungen anzupassen, damit diese den Lokalisierungsregelungen entsprechen und für staatliche und kommunale Zwecke eingekauft werden dürfen.

Kontakt für weitere Informationen:



Tatiana Vukolova

Rechtsanwältin

Tel.: +7 (495) 933 - 51 20

E-Mail: tatiana.vukolova@roedl.pro

²² Quelle: <http://www.kommersant.ru/doc/2649347>; Abruf: 10.03.2015.

²³ Quelle: <http://www.19rus.info/index.php/ekonomika-i-finansy/item/25362-investory-opozdali-v-khakasii-kak-ne-bylo-tak-i-net-solnechnoj-elektrostantsii>; Abruf: 10.03.2014.

²⁴ Quelle: <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/gazprom-china100.html>; Abruf: 10.03.2015.

²⁵ Quelle: <http://dalenergy.ru/2011/05/13103/>; Abruf: 10.03.2015.

²⁶ Quelle: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/35354291/kitajskaya-amur-sirius-mozhet-vlozhit-45-mlrd-rublej-v>; Abruf: 10.03.2015.

²⁷ Quelle: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/b6b/b6b29df2dccb578dc1073b4fb18f9412.pdf>; Abruf: 10.03.2015.



> Erneuerbare Energien in Ostafrika – Brief Insight: Ruanda

Von Ulrike Brückner

Seit Ende des Bürgerkrieges 1994 entwickelt sich Ruanda rasant und zählt konstant zu den Top-Ländern in Afrika, was die Rahmenbedingungen für ausländische Investoren anbelangt. Doch haben nur 21 Prozent der Bevölkerung Ruandas Zugang zu Strom, weshalb die Regierung den Aufbau neuer Stromerzeugungskapazitäten massiv vorantreibt. Im Fokus der Expansion stehen insbesondere Wasserkraft und Photovoltaik¹.

Since the end of the civil war in 1994, Ruanda is showing a rapid development and is recognized constantly as one of the Top-countries in Africa to do business in. However, also in Ruanda only 21 percent of the population have access to energy, which is why the government is massively pushing forward the build-up of energy producing capacity. The focus is mainly on Hydropower and Photovoltaics¹.

Ruanda: kleines Land mit großer Vision

Ruandas Wiederaufbau nach dem Bürgerkrieg folgt der Vision, das vergleichsweise kleine ostafrikanische Land (ca. 1,13 Mio. Einwohner²) zur „Schweiz Afrikas“ zu machen. Ein Schwerpunkt der ruandischen Entwicklungspolitik mit dem Programmtitel „Vision 2020“ liegt in dem Aufbau und der Reform vor allem des Banken- und Dienstleistungssektors. Um die Vision umzusetzen, hat die Regierung vereinfachte rechtliche Rahmenbedingungen für Investoren geschaffen. Mit Erfolg: Ruanda liegt nach Mauritius und Südafrika im Vergleich der afrikanischen Staaten auf Platz 3 des „Ease of Doing Business Index“ der Weltbank (insgesamt 2015: Platz 46 von 189³). Angesichts eines für die nächsten Jahre erwarteten Wirtschaftswachstums von über 7 Prozent⁴ und einer Elektrifizierungsrate des Landes von nur 21 Prozent (Stand 2014) steht die Regierung unter dem Druck, die Stromerzeugung schnellstmöglich zu vervielfachen. Wichtige Elemente des Entwicklungsplans für das Land sind zudem die Sauberkeit in den Städten, „Green Building“ sowie der Einsatz von Erneuerbaren Energien und Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz.

Die Stromerzeugungskapazitäten Ruandas sollen bis 2017 vervielfacht werden, wobei besonders Wasserkraft und Solarkraft (Photovoltaik) im Vordergrund stehen⁵. Konkret sollen die Kapazitäten von 156 MW (Stand 2015)⁶ auf 564 MW steigen⁵. Die Elektrifizierungsrate soll bis zum Jahr 2017 auf 70 Prozent erhöht werden⁵.

Eine Herausforderung für die erfolgreiche Integration Erneuerbarer Energien in den Strommix stellen vor allem die staatlich subventionierten Strompreise dar⁷, die aktuell bei durchschnittlich 0,23 US-\$/kWh liegen. Ohne Subventionierung würden sie 0,36 US-\$/kWh betragen⁵.

Dennoch besticht Ruanda gerade im Hinblick auf seine fortschrittliche Energiepolitik. So wurde das Land aufgrund seines klaren politischen Bekenntnisses und der deutlichen Richtlinien zur Energiepolitik – neben vier anderen afrikanischen Ländern (Kapverdische Inseln, Elfenbeinküste, Liberia und Togo) – für eine Förderung zur Entwicklung von Energieprojekten im Privatsektor ausgewählt. Die von der Europäischen Union im Oktober 2014 bereitgestellten Fördermittel belaufen sich auf insgesamt 2 Mrd. Euro⁸.

Die Integration von IPP (Independent Power Producer) ist in Ruanda grundsätzlich über öffentliche Ausschreibungen vorgesehen. Für kleine Wasserkraftprojekte gelten bereits seit 2012 Einspeisetarife, die jeweils auf drei Jahre festgelegt sind. Fixe Einspeisetarife für andere Energiequellen gibt es bislang noch nicht. Diese werden vielmehr individuell ausgehandelt⁹. Allerdings ist die Einführung von Einspeisetarifen auch für andere Technologien wie Solar, Wind und Geothermie geplant. Für die Integration von IPP in die nationale Stromproduktion sind aktuell die folgenden Projekte vorgesehen:

¹ Quelle: <http://www.sonnewindwaerme.de/panorama/ruanda-baut-erneuerbare-energien-aus>; <http://www.iwv.de/news.php?id=26883>

² Quelle: http://www.auswaertiges-amt.de/sid_41010BD9EB501587A4A8C140A8B9672D/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Ruanda_node.html

³ Quelle: <http://www.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/rwanda>

⁴ Quelle: <http://data.worldbank.org/country/rwanda>

⁵ Quelle: <http://www.iwv.de/news.php?id=26883>

⁶ Quelle: http://www.mininfra.gov.rw/index.php?id=19&tx_ttnews%5Btt_news%5D=89&cHash=60c152e51b3754f81c3092a2e90b98be

⁷ Quelle: http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Kurzmeldungen/Marktnachrichten/2014/2014_08_05_ruanda.html

⁸ Quelle: <http://www.afrikaverrein.de/nachrichten/kurznachrichten/oeffentliche-nachrichten/date/2014/10/09/article/energieerzeugung-eu-unterstuetzt-neue-energieprojekte-mit-EUR-20-mrd/>

⁹ Quelle: <http://www.rdb.rw/rdb/energy.html>



- > „KivuWatt“:
Das US-Unternehmen „Contour Global“ entwickelt ein 100-MW-Gaskraftwerk.
- > „Symbion Power“:
Ebenfalls ein US- amerikanisches Unternehmen, das ein 50-MW-Gaskraftwerk baut.
- > „Hakan Mining and Generation Industry and Trade Inc.“:
Das türkische Unternehmen plant, ein 100-MW-Torfkraftwerk in Gisagara zu errichten.
- > „Ngali Energy“:
Das ruandische Energieunternehmen baut Mikro-Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 45 MW.
- > „Goldsol II“:
Das portugiesische Unternehmen entwickelt eine 10-MW_p-Solaranlage.
- > „Gigawatt Global Rwanda Limited“: Das Unternehmen mit Hauptsitz in den Niederlanden hat im Februar ein Solar-kraftwerk in Betrieb genommen, das eine Kapazität von 8,5 MW_p erzeugen soll⁹.

Wasserkraft

Ruanda hat großes Potenzial für die Energieerzeugung aus Wasserkraft. Aktuell werden von den 155 MW produzierten Stroms bereits 95 MW allein aus Wasserkraft gewonnen¹⁰. Entsprechend liegt darauf auch der Fokus der Regierung. Sie plant, ab April 2014 bis 2018 weitere Wasserkraftprojekte mit einer Kapazität von insgesamt 70 MW zu entwickeln¹¹. In Ruanda wird vor allem auf die Elektrifizierung durch Mini- und Mikro-Wasserkraftanlagen gesetzt, auch deshalb, weil sich die Regierung davon neben der gewünschten Erhöhung der Erzeugungskapazität auch eine Förderung der sozioökonomischen Entwicklung von abgelegenen ländlichen Gebieten verspricht.

Die Einspeisetarife für derartige Kleinprojekte wurden am 9. Februar 2012 durch die „Rwanda Utilities Regulatory Authority“ (RURA) festgelegt und gelten seitdem für Wasserkraftanlagen mit einer Kapazität von 50 kW bis 10 MW⁹.

Tarif in EUR/kWh ¹²	Installierte Kapazität der Anlagen
0,157	50 kW
0,152	100 kW
0,144	150 kW
0,135	200 kW
0,127	250 kW
0,122	500 kW
0,116	750 kW
0,111	1 MW
0,090	2 MW
0,082	3 MW
0,075	4 MW
0,078	5 MW
0,067	6 MW
0,066	7 MW
0,065	8 MW
0,064	9 MW
0,063	10MW

Tabelle 1: Einspeisetarife für Wasserkraftanlagen 50 kW – 10 MW¹³

Photovoltaik – Ostafrikas erste „Utility-scale“-Solaranlage

Ruanda weist mit einer Sonneneinstrahlung von 1.825 kWh pro Jahr optimale Bedingungen für Solar-PV auf¹⁴.

Im Februar dieses Jahres wurde die bereits erwähnte 23,7 Mio. US-\$ teure Solarkraftanlage der „Gigawatt Global Rwanda Limited“ in Betrieb genommen. Dieses erste groß angelegte Solarkraftwerk in Ostafrika mit einer Leistung von 8,5 MW_p besteht aus 28.600 Solar/Photovoltaikmodulen (jedes mit jeweils 300 Wp) und acht Wechselrichtern. Es ist an das nationale Netz angeschlossen und versorgt 15.000 Haushalte mit Strom¹⁵. Die Regierung Ruandas hat für die Realisierung des Projekts ein PPA (Power Purchase Agreement) mit dem privaten Unternehmen „Gigawatt Global Rwanda Limited“, einer Tochter der niederländisch-amerikanischen „Gigawatt Global“, abgeschlossen¹⁶. Das PPA läuft über einen Zeitraum von 25 Jahren¹⁷.

¹⁰ Quelle: <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1151412.html>

¹¹ Quelle: https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/Rwanda_EOI.pdf

¹² Quelle: <http://www.oanda.com/lang/de/currency/converter/>. Wechselkurs Stand 19. März 2015

¹³ Quelle: Rwanda Utilities Regulatory Authority“; REGULATIONS N°001/ENERGY/RURA/2012 OF 09/02/2012 ON RWANDA RENEWABLE ENERGY FEED IN TARIFF; <http://www.rura.rw/home/more-news/>; abgerufen am 19. März 2015

¹⁴ Quelle: <http://www.mininfra.gov.rw/index.php?id=85&L=ftp%3A%2Fconsultec4%3Aasnh2301%40ftp.whl0088.whservidor.com%25%22>

¹⁵ Quelle: http://www.mininfra.gov.rw/index.php?id=19&tx_ttnews%5Btt_news%5D=89&cHash=60c152e51b3754f81c3092a2e90b98be

¹⁶ Quelle: <http://www.forumafrikanada.com/en/le-fil-%C3%A9conomique/195-solar-power-project-is-rwanda-s-biggest-to-date.html>

¹⁷ Quelle: <http://www.nwsc.co.ug/index.php/external-services/42-projects/282-electrogaz-rwanda-external-services>



Und auch deutsche Technologie ist in Ruanda willkommen. So hat die ruandische Regierung bereits im Jahr 2006 ein „Memorandum of Understanding“ (MoU) mit dem Bundesland Rheinland-Pfalz unterschrieben, um ein 250-kWp-Solkraftwerk zu errichten, das von der Stadtwerke Mainz AG betrieben wird¹⁸. Die Juwi AG übernahm die Installation. Im Jahr 2008 wurde das Projekt abgeschlossen¹⁹. Der produzierte Strom wird in das Stromnetz des staatlichen Energieversorgers „Electrogaz“ eingespeist²⁰.

Erwähnenswert ist zum anderen das „Energising Development“- (EnDev-)Programm, eine globale Initiative der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, die in 24 Ländern aktiv ist. Finanziert wird das Programm gemeinsam von Deutschland, den Niederlanden, Australien, Großbritannien, Norwegen und der Schweiz²¹. Auch in Ruanda wird im Rahmen dieses Programms investiert, insbesondere um die ländliche Elektrifizierung voranzutreiben. So hat das EnDev-Programm Mitte 2014 einen Finanzierungsmechanismus für Solarlampen und Inselnetze geschaffen. Damit werden finanzielle Anreize für private Unternehmen geschaffen, um den lokalen Vertrieb von Solarlampen und Inselnetzen an ländliche Haushalte zu unterstützen²².

Fazit:

Als vergleichsweise kleines Land in Afrika darf Ruanda durchaus als ein sehr attraktiver Nischenmarkt gelten. Die Regierung verfolgt eine sehr fortschrittliche Energiepolitik, die privaten Investoren viele Freiräume einräumt. Gerade dieser Aspekt unterscheidet das Land von vielen anderen auf dem Kontinent und macht es zu einem ganz besonders interessanten Ziel für Investoren, vor allem aus den Bereichen Wasserkraft und Solar-PV. Im Zusammenspiel mit den äußerst guten Rahmenbedingungen für Investoren generell gehört Ruanda somit auf die Liste der Top-Standorte in Afrika für die Realisierung von Energieprojekten.

Kontakt für weitere Informationen:



Ulrike Brückner

Rechtsanwältin

Tel.: +27 (11) 4 79 - 30 00

E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.pro

¹⁸ Quelle: <http://www.energie-fuer-afrika.de/projekte/details/projekt/3-kigali-solaire.html>

<http://www.energie-fuer-afrika.de/projekte/details/projekt/3-kigali-solaire.html>

<http://www.mininfra.gov.rw/index.php?id=85&L=ftp%3A%2Fconsultec4%3Asnh2301%40ftp.whl0088.whservidor.com%25%22>

¹⁹ Quelle: <http://www.mininfra.gov.rw/index.php?id=85&L=ftp%3A%2Fconsultec4%3Asnh2301%40ftp.whl0088.whservidor.com%25%22>

²⁰ Quelle: <http://www.nwsc.co.ug/index.php/external-services/42-projects/282-electrogaz-rwanda-external-services>

²¹ Quelle: <http://www.giz.de/de/weltweit/28764.html>

²² Quelle: <http://www.giz.de/en/worldwide/28764.html>



> Themenspecial Erneuerbare Energien aktuell: Branchenentwicklung, Technologien und Vermarktung

In unseren Themenspecials greifen wir interessante Entwicklungen aus den Bereichen Recht, Steuern und Wirtschaft auf und analysieren diese für unsere Mandanten.

Ganz aktuell werden wir für Sie auch auf dem Gebiet der Erneuerbaren Energien die einzelnen Technologien beleuchten, um Sie über relevante Trends und Rahmenbedingungen in der Branche zu informieren. Seien Sie gespannt, auf die folgenden Beiträge. Über die Onlineschaltung unseres neuesten Themenspecials werden wir Sie in Kürze separat benachrichtigen.

> Wasserkraft – der Klassiker unter den Erneuerbaren

Ende 2013 betrug der Anteil der Wasserkraft an der weltweiten Stromerzeugung 16,4 Prozent. Unter ausschließlicher Betrachtung Erneuerbarer Energiequellen beläuft sich ihr Anteil sogar auf nahezu 75 Prozent.

> Biogas in Europa – Ende oder Anfang?

Die Bioenergie als eine der wenigen ausbaufähigen regenerativen Energiequellen, welche die volatile Wind- und Sonnenstromerzeugung perfekt ausgleichen kann, ist in Deutschland in letzter Zeit stark unter Druck geraten.

> Das „Pilot“ - Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik

Mit dem EEG 2014 wandelt sich das Fördersystem für Erneuerbare Energien grundlegend: Zukünftig soll die Höhe der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen ermittelt werden.

> Tiefengeothermie weltweit - von Bayern bis zum Ring of Fire

Imposant ist es ja, wenn ein Geysir auf Island heißes Wasser in die Höhe schießen lässt. Doch dieses Schauspiel ist wie die berühmte Spitze des Eisbergs: Die zur Schau gestellte Wärmeenergie ist nur ein Bruchteil dessen, was unterirdisch tatsächlich zur Verfügung steht.

> FAQs rund um Erneuerbare Energien – beantwortet durch Anton Berger

Anton Berger, Leiter des Geschäftsbereich Energie steht als Experte für Erneuerbare Energien für aktuelle Fragen rund um das Thema zur Verfügung.

> Windmarkt im Aufwind

Das Jahr 2014 war für die Windkraft in jeder Hinsicht ein Rekordjahr. Weltweit wurden erstmalig mehr als 50 GW neue Leistung an Windenergie installiert, in Deutschland wurden Rekorde beim Brutto-Zubau (plus 4,75 GW) und im Dezember bei der Erzeugung geknackt.

> Photovoltaik – sonnige Aussichten

Bis 2017 wird, nicht zuletzt wegen eines erheblichen Rückgangs der Stromgestehungskosten während der letzten Jahre, in weiten Teilen der Welt das Erreichen der Netzparität erwartet.

> Fördermittelsysteme und aktuelle Änderungen

Eine ganze Bandbreite an Fördermöglichkeiten auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene steht für die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten zur Verfügung.

> Strukturierte Ausschreibung der Direktvermarktung

Die Direktvermarktung ist seit der Novelle des EEG 2014 in der Regel die verpflichtend vorgegebene Vermarktungsform für Strom aus Erneuerbaren Energien. Aber auch für Bestandsanlagen kann sich der Wechsel in die Direktvermarktung lohnen.

> Mit regenerativer Wärme den schlafenden Riesen wecken

Der Wärmesektor stand bisher trotz seiner relativen Größe nicht im Fokus der Klima- und Energiepolitik. Umso größer sind die Potenziale für die Energiewende und das Wachstum des Wärmedienstleistungsmarkts.



Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Rödl & Partner



5. Branchentreffen Erneuerbare Energien

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

10. November 2015 in Nürnberg

SAVE THE DATE

Renaissance der Bürgerbeteiligungsmodellen

9. Juni 2015 in Köln

Bürgerbeteiligungsmodelle im Bereich Erneuerbare Energien erfreuen sich großer Beliebtheit. Was allerdings oftmals übersehen wird: die Umsetzung von Bürgerbeteiligungsmodellen unterliegt komplexen und strengen kapitalmarktrechtlichen Vorgaben.

In unserem interaktiven Workshop vermitteln wir Ihnen das Rüstzeug, um zum einen regulatorische Fallstricke zu vermeiden zu lernen und zum anderen auch von Chancen zu profitieren, die der neue Rechtsrahmen geschaffen hat. Gerade im Bereich der Erneuerbaren Energien bestehen zahlreiche Berührungspunkte mit den kapitalmarktrechtlichen Bestimmungen, bei denen ein fundierter Überblick unerlässlich ist.



Kontakt für weitere Informationen:



Meike Farhan
Rechtsanwältin
Tel.: +49 (40) 22 92 97 - 5 33
E-Mail: meike.farhan@roedl.com

**inter
solar**
connecting solar business | EUROPE

10. bis 12. Juni 2015 in München

Vom 10. bis 12. Juni 2015 findet in München wieder die weltweit führende Fachmesse der Solarwirtschaft statt. Auch **Rödl & Partner** wird wieder mit einem eigenen Stand auf dem Münchner Messegelände vertreten sein.

Besuchen Sie uns in Halle B3 Stand 537!

Parallel dazu findet am **11. Juni 2015** unser **Side Event** zum Thema **„Photovoltaik-Märkte im Umbruch – Perspektiven, Chancen, Strategien“** im NH-Hotel München Messe statt, bei dem sich die Teilnehmer über aktuelle Themen in ausgewählten Ländern informieren können.



Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz
M. Sc. Betriebswirtschaftslehre
Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 78
E-Mail: helene.gretz@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
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.