



E|nEws

Der Newsletter E|nEws informiert Sie über aktuelle, weltweite Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien.

Erscheinungsweise: 4-mal im Jahr

E|*nEws kostenlos abonnieren »*

Weitere Beiträge zur Thematik der Erneuerbare Energien sowie zu vielen weiteren spannenden Themen finden Sie auf unserem Themenportal.

Rödl & Partner Themenportal »



Einladung zum

7. Branchentreffen Erneuerbare Energien

Vermerken Sie sich schon heute den Termin für unser nächstes Branchentreffen 2017. Wir freuen uns auf Sie!

21. November 2017

Inhalt

ı	Edito	orial	6
II	Exec	utive Summary	7
Ш	Inte	view mit Anton Berger	10
IV	Erne	uerbare Energien in Deutschland	13
	1	Speicher – the next big thing?	14
	2	Sonnige Aussichten für PV-Anlagen	18
	3	Tiefengeothermie im erfolgreichen Praxiseinsatz	22
	4	Windmarkt im Umbruch	27
	5	Perspektiven der Bioenergie	33
	6	Wasserkraft – der Klassiker unter den Erneuerbaren Energien	36
	7	Erneuerbare-Energien-Gesetz: die Novelle 2017	43
	8	Strukturierte Ausschreibung der Direktvermarktung	46
V	Erne	uerbare Energien international	49
	1	100% Erneuerbare Energien in den USA – ist das möglich?	50
	2	Erneuerbare Energien in Spanien	54
	3	Frankreich auf dem Weg zur Energiewende	57
	4	Die italienische Energiewende schreitet voran!	62
	5	Südafrika: dank "Load shedding" ein perfekter Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme	69
	6	Erste Ausschreibungsrunde für Erneuerbare Energien in Polen	73
	7	Förderung von EE-Bestandsanlagen in der Tschechischen Republik	76

Inhalt

	8	Die wesentlichen Förderungselemente beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Litauen	81		
	9	Die wesentlichen Förderungselemente beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Weißrussland	86		
	10	Ukraine: auf dem Weg zur Unabhängigkeit von Energieimporten	96		
	11	Erneuerbare Energien in Russland: Fakten und Aussichten	99		
	12	Georgien – Wasserkraft voraus!	105		
	13	Ausgewählte Problemfelder des kasachischen Rechts der erneuerbaren Energieträger	107		
	14	Erneuerbare Energien im Iran – ein Zukunftsmarkt?	. 111		
	15	Energiewende "Made in India"	. 119		
	16	Erneuerbare Energien in China weiter auf dem Vormarsch	123		
	17	Thailand als Wachstumsmarkt für Erneuerbare Energien	128		
	18	Singapur als Erneuerbare- Energien-Technologiezentrum und Hub für ASEAN	136		
/ I	Que	llenverzeichnis	140		
/II	Abk	ürzungsverzeichnis	. 144		
/111	Rödl	& Partner – Kontakte weltweit	147		
X	Über Rödl & Partner				
<	Impressum				





Editorial

Am 4. November 2016 trat das Pariser Klimaschutzabkommen in Kraft. Damit haben sich bis jetzt 86 Staaten (darunter USA, China, Indien und Deutschland) zu international verbindlichen Handlungen verpflichtet, um den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur möglichst auf 1,5°C zu begrenzen. Erneuerbare Energien spielen bei diesem Vorhaben die Hauptrolle.

Denn den CO₂-intensiven Technologien wird nun endgültig der Kampf angesagt. Das beschränkt sich nicht nur auf den Stromsektor, sondern betrifft sowohl den Wärme- als auch den Verkehrssektor, die ebenfalls mit erneuerbaren Technologien betrieben werden sollen.

Mit 153 GW stellte der globale Erneuerbare-Energien-Zubau 2015 alle bisherigen Rekorde in den Schatten. Damit wurde Kohle nun erstmals als größte Energiequelle von den Erneuerbaren abgelöst. Und ein weiterer Rekord wurde 2015 aufgestellt: Weltweit wurden mehr als 286 Mrd. Dollar in Erneuerbare Energien investiert. 55 Prozent davon in Entwicklungsländern. Die Summe der Investitionen in Erneuerbare Energien in Entwicklungsländern war damit zum ersten Mal größer als die Investitionen in Industrieländern.

Damit jedoch das in Paris gemeinsam beschlossene Ziel umgesetzt werden kann, reicht der bisherige Entwicklungspfad der Erneuerbare Energien allerdings noch nicht aus. An Potenzial mangelt es nicht und vor allem Schwellenländer versprechen großes Wachstum bei Erneuerbarer Energien, während für schon ausgereifte Erneuerbare-Energien-Märkte, neben der weiteren Optimierung regulatorischer Rahmenbedingungen, die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors die nächste Herausforderung darstellt.

Um das Potenzial dieser Märkte zu nutzen, muss der Markteinstieg umfassend und professionell geplant werden. Es gilt Schritt zu halten mit den Entwicklungen der Branche ganz gleich ob als Projektentwickler, Finanzierungsunternehmen, EPC, IPP oder Lieferant.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre unseres E-Books.

Martin Wambach

Anton Berger

6

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum » Themengebiet der Erneuerbaren Energien





Das erste Kapitel wirft mit einem Schwerpunkt auf den deutschen Energiemarkt einen Blick auf die aktuelle Situation der diversen Erneuerbare-Energien-Technologien. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung steigt sowohl national als auch international stetig. Die damit einhergehende Marktdynamik, die aus der Verdrängung fossiler Erzeugungskapazitäten und der Integration der volatilen Erzeugungsanlagen resultiert, verlangt nach einer kontinuierlichen Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen. Speichertechnologien entwickeln sich aufgrund ihrer vielen Anwendungsmöglichkeiten und sinkender Preise in rasanter Geschwindigkeit. Auch der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen wächst stetig, denn die Stromgestehungskosten gehen vor allem in Staaten des Sunbelts immer weiter zurück und liegen in manchen Regionen bereits unterhalb der Kosten konventioneller Kraftwerke. Aufgrund der zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen sind auch die regulatorischen Rahmenbedingungen kontinuierlich anzupassen. Insofern spielen Geschäftsmodelle eine große Rolle, die entsprechend den Regelungen optimiert werden müssen, um Projekte bestmöglich auszugestalten. Geothermie bietet wegen ihrer Grundlastfähigkeit und Steuerbarkeit ein großes Potenzial für die Gewinnung von Strom und Wärme. Aufgrund von Einstiegshürden, bedingt durch spürbare Unsicherheit bei der Erschließung geeigneter Flächen sowie hoher anfänglicher Investitionskosten, stand diese Technologie bisher im Schatten anderer Erneuerbarer Energien. Doch neue Verfahren und Investitionskostenförderungen erhöhen die Attraktivität der Energieerzeugung aus Erdwärme, sodass sie einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende leisten kann. Als eine bereits etablierte erneuerbare Technologie hat die Windenergie mit ihrer weltweit installierten Leistung im Jahr 2015 erstmals die Kernenergie übertroffen. Doch in Deutschland ist aufgrund des beschlossenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 ein Rückgang der Ausbaumenge zu erwarten. Windenergie wird nichtsdestotrotz auch in Zukunft einer der Grundpfeiler der Energiewende sein, denn neben Onshore-Technologien birgt auch die Offshore-Industrie noch großes Potenzial. Auch Bioenergie und Wasserkraft bieten Chancen und Potenziale,

die zukünftig genutzt werden können. Die weitere Entwicklung wird auch auf politischer Ebene maßgeblich beeinflusst. Die EEG-Novelle 2017 hat weitreichende Auswirkungen auf das Fördersystem für Erneuerbare Energien in Deutschland und bringt weitere vielfältige Neuerungen mit teilweise großer Praxisrelevanz mit sich. Die Höhe der Förderung wird in Zukunft mittels Ausschreibungen festgelegt. Chancen bieten Mieterstrommodelle und Regionalstrom, die, abhängig von der Schaffung relevanter Rechtsgrundlagen, neue Geschäftsfelder eröffnen. Die seit der Novelle des EEG 2014 verpflichtende Direktvermarktung für Strom aus Erneuerbaren Energien wird auch mit Einführung des EEG 2017 bestehen bleiben und bietet somit weiterhin zusätzliche Erlöschancen gegenüber der EEG-Einspeisevergütung.

Im zweiten Kapitel werden aktuelle internationale Entwicklungen bei Erneuerbaren Energien vorgestellt: angefangen mit den USA, deren Potenzial zur Deckung ihres Energiebedarfs mit Erneuerbaren Energien, die gerade einmal mit 13 Prozent im Energiemix vertreten sind, enorm ist. Doch die Entwicklung Erneuerbarer Energien schreitet voran. Grund dafür sind politische Rahmenbedingungen und ein generelles Umdenken in dem Land, welches zur Zeit vor sich geht. Spanien befand sich aufgrund der schwierigen Regierungsbildung lange Zeit in einer politisch unklaren Lage. Die Wirtschaft aber erholt sich und macht das Land auch weiterhin für ausländische Investoren interessant. Vor allem die noch ausbaufähigen Sektoren Energieeffizienz und Eigenverbrauch bieten großes Potenzial. In Frankreich nimmt das Energiewendegesetz nun konkrete Züge an und treibt den Ausbau Erneuerbarer Energien weiter voran. Eine große Rolle spielen in diesem Zusammenhang gleitende Marktprämien und Einspeisetarife. Auch in Italien treiben politische Entwicklungen Erneuerbare Energien voran. Nach dem Dekret 2016 sind alle erneuerbaren Energieguellen, außer Photovoltaik-Anlagen, förderfähig. Dafür stellt der Staat jährlich 5,8 Milliarden Euro zur Verfügung. Südafrikas Ausbau Erneuerbarer Energien liegt weit hinter den Entwicklungen in den USA und Europa zurück und wird begleitet von regelmäßigen Stromabschaltungen aufgrund von Überlastungen der wartungsbedürftigen Netze. Dezentrale Energieversorgung mithilfe Erneuerbarer Energien bietet große Chancen für internationale Investoren. In wohlhabenden Gegenden ist schon jetzt die Nachfrage nach PV-Systemen sowie Speichern vorhanden. In Polen finden dieses Jahr erstmalig Ausschreibungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien statt. Einbezogen werden neben landwirtschaftlichen Biogasanlagen auch volatile Wind- und PV-Anlagen mit einer Leistung bis 1 MW. Vor allem Photovoltaik-Anlagen haben große Chancen. Für die Ausschreibungen gelten für jede Technologie individuelle Referenzpreise. Die Tschechische Republik fördert seit 2014 nur noch Bestandsanlagen mittels Einspeisetarifen oder "Grünem Bonus". Um das nationale Klimaschutzziel dennoch zu erreichen, setzt das Land vorrangig auf Stromeinsparungen, Energieeffizienzinvestitionen und Kernkraft. Weitere Regelungen zur Solarabgabe, dem Recycling von PV-Modulen und der Modernisierung von EE-Anlagen gehen zulasten der Attraktivität von Erneuerbaren Energien. Dagegen besitzt die Erzeugung von Erneuerbarer Energie in Litauen höchste Priorität. Unter anderem sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz Festpreise, den staatlichen Ankauf von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, die Erstattung der Kosten beim Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Verteilnetz oder beispielsweise umfangreiche Unterstützung für Investitionen in neue Technologien beim Einsatz der Erneuerbaren Energien vor. Weißrussland besitzt vor allem in der Nutzung von Solar- und Windenergie großes Potenzial. Einspeisetarife und Quoten sowie ein einfaches

Verfahren für die Projektierung und Errichtung von Anlagen machen das Land attraktiv für ausländische Investoren. In der Ukraine sorgen fixierte Einspeisetarife sowie nationale Investitionsprogramme für Marktwachstum bei den Erneuerbaren Energien. Russland hat hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer-Energien-Technologien erheblichen Nachholbedarf, vor allem mit Blick auf die enormen verfügbaren Flächen und das damit verbundene Potenzial für regenerative Energiequellen. Um das Potenzial zu heben, implementierte die russische Regierung ein kapazitätsbasiertes Fördersystem, welches allerdings noch nicht optimal ausgestaltet ist. Russland ist daher ein eher unberechenbarer Markt. Georgien besitzt enormes, von der Politik intensiv gefördertes Wasserkraftpotenzial. In Verbindung damit machen optimale Rahmenbedingungen das Land zu einem vielversprechenden Markt. Das kasachische Recht betreffend erneuerbare Energieträger beinhaltet einige Problemfelder: Dazu gehören die Aufnahme in die Liste der energieproduzierenden Unternehmen, Besonderheiten beim Abschluss eines Pachtvertrages zu dem Zweck, eine Anlage für die Erzeugung von Erneuerbarer Energie zu realisieren, sowie die Risiken nach Abschluss eines PPAs. Die Lockerung der Sanktionen gegenüber dem Iran sowie staatliche Förderprogramme für Erneuerbare Energien in Form von Einspeisetarifen, eines Förderfonds und einer Sonderstromabgabe sorgen für eine vielversprechende Marktlage für internationale Investoren. Indien ist ein sehr großer und noch junger Markt für Erneuerbare Energien und bietet deshalb große Chancen für deutsche Unternehmen der EE-Branche mit umfassendem technischem Know-how, das in indischen Unternehmen meist noch nicht verfügbar ist. China ist trotz massiver Investitionen in Erneuerbare Energien immer noch stark abhängig von fossilen Ressourcen. Anreize, um die Entwicklung regenerativer Energien voranzutreiben, sind in Form von Einspeisevorrang und Einspeisevergütungen vorgesehen. Für ausländische Investoren jedoch gestaltet sich der Markteintritt schwierig und birgt einige Hürden. Nichtsdestotrotz stehen vielfältige Geschäftsmöglichkeiten bspw. im Engineering in Aussicht. Thailand bietet aufgrund von Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung für Bestandteile des Anlagenbaus Erneuerbarer-Energien-Technologien gute Investitionsmöglichkeiten. Um sie zu nutzen, müssen Investoren allerdings umfangreiche bürokratische Prozesse durchlaufen. Singapur besitzt noch erhebliches Wachstumspotenzial für Erneuerbare-Energien-Technologien und ist aufgrund sehr guter rechtlicher und finanzieller Rahmenbedingungen ein besonders attraktiver Standort für Unternehmen, der auch als Sprungbrett in den ASEAN- Markt dienen kann.



Interview mit Anton Berger

Anton Berger, Leiter des Geschäftsbereichs Energie bei Rödl & Partner, steht als Experte für Erneuerbare Energien bei aktuellen Fragen Rede und Antwort.

Herr Berger, wie sehen Sie die Marktentwicklung der Erneuerbaren Energien?

Erneuerbare Energien werden die am schnellsten wachsende Erzeugungstechnologie bleiben. Noch sind die größten Erzeugungsanteile in der EU zu finden, doch werden uns die USA und China bis 2035 überholt haben. Nahezu jede Erzeugungstechnik bietet Entwicklungspotenziale und der Zuwachs der Erneuerbaren Energien ist von weiteren Kostensenkungen geprägt und bedingt. Bei der Photovoltaik und der Onshore-Windenergie erwarten wir in den nächsten 20 Jahren Kostensenkungen von bis zu 40 Prozent. Im Bereich der Photovoltaik ist Asien, allen voran China, die treibende Kraft hinter dem weltweiten Wachstum. Nachdem Deutschland lange Zeit eine Vorreiterrolle insbesondere beim Ausbau der Photovoltaik eingenommen hat, ist der Zubau in den letzten Jahren im weltweiten Vergleich stark zurückgegangen. Mittlerweile hat China Deutschland überholt und verfügt weltweit über die größten PV-Kapazitäten. Der Windmarkt wuchs im vergangenen Jahr weltweit um über 22 Prozent, wovon wiederum nahezu die Hälfte auf China entfällt. In Deutschland hat das EEG 2014 der weiteren Entwicklung der Windenergie, der Photovoltaik und besonders der Bioenergie bewusst einen Dämpfer verpasst, den auch das EEG 2017 nicht beseitigt.

In welchen Bereichen sehen Sie Chancen und Risiken?

Die Chancen liegen besonders im nach wie vor großen und unausgeschöpften Potenzial der Erneuerbaren Energien. Dank niedriger OPEX und sinkender Investitionskosten sind große Marktchancen vorhanden. Mit den niedrigsten Gestehungskosten besitzen Windkraft und PV weltweit die höchsten Ausbaupotenziale.

Die größten Entwicklungschancen sehen wir bei der Erschließung neuer Märkte. Auch bieten neue Vertriebsmodelle im Bereich der Photovoltaik, wie z.B. der Abschluss von PPAs oder Pachtmodellen interessante Möglichkeiten, speziell in Entwicklungs- und Schwellenländern.

Infolge des immer weiter steigenden Anteils fluktuierender Erneuerbarer Energien entstehen jedoch einerseits Netzengpässe, andererseits aber auch Herausforderungen, einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herbeizuführen. Lösungsansätze in unseren Breitengraden sind Flexibilitätsoptionen und der Netzausbau. Die Anwendung von Batteriespeichern ist in naher und mittelfristiger Zukunft jedoch ebenso ein zielführender Weg.

Sie haben die Reform des EEG bereits angesprochen. Laut Bundesminister Gabriel sollen die Erneuerbaren Energien dadurch verstärkt Marktmechanismen unterworfen werden. Wie beurteilen Sie diese Entwicklung?

Die Einführung der verpflichtenden Ausschreibungen für Windkraft an Land und auf See, für die Photovoltaik und Biomasse führt zu einer deutlichen Drosselung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und reduziert die Akteursvielfalt. Ausschreibungen generieren zusätzliche Risiken für Projektentwickler, die vor allem kleinere Marktteilnehmer nur schwer bewältigen können. Zudem wurden die Ausschreibungsziele für Windkraft für die kommenden Jahre deutlich reduziert und liegen unter den Ausbauzahlen der letzten beiden Jahre. Auch die Systemintegration der Erneuerbaren Energien verbessert das Ausschreibungsmodell nicht. Jedoch werden infolge des Ausschreibungsmodells zunächst die wirtschaftlicheren Projekte entwickelt und so die Kosten der Energiewende reduziert.

Welche Tipps geben Sie Unternehmen an die Hand, die international expandieren/agieren möchten?

Die Erschließung neuer Märkte bietet große Entwicklungschancen. Jedoch ist bei der internationalen Expansion einiges zu beachten. Die einzelnen Technologien sind stark geprägt von der konkreten Situation im jeweiligen Land und dem entsprechenden Energiemarkt. Viele verschiedene Einflussfaktoren, seien sie regulatorisch oder auch kulturell, sind zu berücksichtigen und machen die Wahl eines geeigneten Zielmarktes und den Einstieg im jeweiligen Land komplex. Fehler können signifikante wirtschaftliche Folgen nach sich ziehen. Daher kann die Investition in externes Fachwissen teures Lehrgeld ersparen und langfristig die richtige Weichen stellen.



Wie wichtig ist der interdisziplinäre Einsatz von Know-how in dieser Branche?

Um weitreichende Entscheidungen treffen zu können, ist neben der technischen Kompetenz die Analyse komplexer Themengebiete aus wirtschaftlicher, steuerlicher und rechtlicher Perspektive erforderlich. Wir sind aufgrund langjähriger Erfahrungen und interdisziplinärer Projektteams in der Lage, genau das aus einer Hand zu liefern und so zur erfolgreichen Umsetzung entsprechender EE-Projekte beizutragen. Durch eine starke internationale Präsenz bieten wir insbesondere den Unternehmen der EE-Branche, die ihre Chancen nicht nur in Deutschland sehen, sondern auch Marktpotenziale in neuen Ländern erkennen, sehr gute Möglichkeiten, den Markteintritt erfolgreich zu gestalten.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Anton Berger

Telefon: +49 (911) 91 93 – 36 01 E-Mail: anton.berger@roedl.com

Erneuerbare Energien in Deutschland

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien in Deutschland hat im Jahr 2015 zu einem Stromanteil von über 32,6 Prozent geführt. Das Vorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, bis zum Jahr 2050 Strom zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energieguellen zu beziehen, stellt sich nicht nur als eine technologische, sondern vor allem als eine politische und volkswirtschaftliche Herausforderung dar. Die Integration der volatilen Erzeugung von Solar- und Windenergie, grundlastfähige Technologien wie Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie sowie die Themen Direktvermarktung, Energiespeicher, Sektorenkopplung, Zurückdrängen der etablierten Betreiber fossiler Kraftwerke und einhergehende Digitalisierung versetzen den Markt in eine noch nie dagewesene Dynamik. Die Marktteilnehmer und Regulatoren blicken teilweise noch immer ungläubig auf das Erreichte und die Geschwindigkeit, in der sich weitere Entwicklungen vollziehen. Auch die Rahmenbedingungen des kommenden EEG 2017 führen zu Neuerungen.

Wir zeigen auf, wie Investoren und Marktteilnehmer künftig auf dem Markt agieren sollten. Um Teil einer der wichtigsten Wachstumsbranchen in Deutschland zu sein, steht Ihnen Rödl & Partner gerne als verlässlicher Partner zur Seite.

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum » Themenspecial: "Erneuerbare Energien in Deutschland"

Speicher – the next big thing?

von Niklas Thomas

Mit den Worten "the next big thing" pflegte Steve Jobs neue Produkte wie iPhones und iPads anzukündigen. Mittlerweile hat sich die Phrase für Technologien und Entwicklungen eingebürgert, die eine hohe disruptive Wirkung entfalten bzw. von denen angenommen wird, dass sie eine solche haben können. Spätestens seit Teslas Powerwall und dem später erschienenen Heimspeicher von Mercedes Benz Energy werden Batteriespeicher als

mögliches "next big thing" gehandelt. Daher möchten wir Ihnen in diesem Artikel einen kurzen Einblick in technologische Grundlagen, Anwendungsmöglichkeiten und das Potenzial von Speichern in der Energiewirtschaft geben.

Bedeutung von Speichern

Für die Speicherung von Energie kommen grundsätzlich verschiedene Technologien und Anwendungen in Betracht. Die Speichertechnologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Speicherdauer, der -prozesse, -medien und ihrer möglichen Anwendungen. Der Bedarf an Stromspeichern ist stark an die Entwicklung der Energiewende in Deutschland geknüpft, vermeldete Stephan Kohler, Vorsitzender der Deutschen Energie-Agentur (dena), bereits Ende 2014 in einer Pressemitteilung:

"Stromspeicher sind unverzichtbar für die Energiewende. Wer etwas anderes behauptet, schadet der Energiewende und setzt letztendlich die Versorgungssicherheit in Deutschland aufs Spiel."

Die Aussage ist dadurch begründet, dass Speicher die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbaren Energien ausgleichen können. Mit einem steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung wird folglich auch der Bedarf an Speichern wachsen, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten.

Technologische Grundlagen

Im momentanen Fokus der Branche stehen Batteriespeicher, v.a. repräsentiert durch Blei-Säure-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien und Redox-Flow-Batterien. Während Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien hauptsächlich im Segment der Haushaltsspeicher in Kombination mit PV-Anlagen zum Einsatz kommen, sind Redox-Flow-Batterien eher im Segment der Großspeicher anzutreffen. Die drei Technologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Funktionsweise, der verwendeten Aktivmaterialien und Elektrolyte. Sie beeinflussen die Lebensdauer und die mögliche Entladetiefe der Batterien.

Bei der Lebensdauer von Batteriespeichern ist zwischen der kalendarischen und der zyklischen Lebensdauer zu unterscheiden. Zellveränderungen innerhalb der Batterie können durch die zeitliche Komponente und/oder durch das Ablaufen von Reaktionen in der Zelle während eines Lade-Entlade-Zyklus verursacht werden. Generell wird die Lebensdauer einer Batterie in Abhängigkeit ihrer noch verfügbaren Kapazität bestimmt. Üblicherweise wird als Lebensende (end of life) das Erreichen von 80 Prozent der Anfangskapazität angegeben. Das bedeutet nicht, dass die Batterie nicht mehr funktioniert, jedoch lassen sich im Vergleich zum Beginn nur noch maximal 80 Prozent der ursprünglichen Kapazität nutzen.

Anwendungsmöglichkeiten

Einen Überblick über die zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten von Speichern gibt die folgende Grafik:

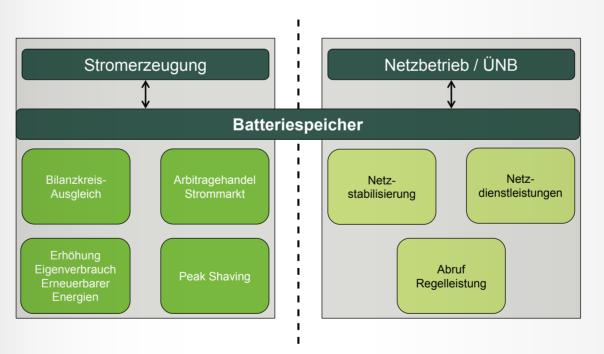


Abbildung 1: Generelle Anwendungsgebiete von Speichern

Speicher können sowohl im Segment der Stromerzeugung als auch im Netzbetrieb genutzt werden. Zurzeit sind Solarstromspeicher im Haushaltssegment zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus PV-Anlagen am weitesten verbreitet. Bilanzkreisausgleich, Arbitragehandel und Peak Shaving finden meist in Kombination mit anderen Anwendungen statt und nur selten als "Standalone"-Produkt. So können Speicher z.B. im Gewerbe in Kombination mit einer PV-Anlage zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und gleichzeitig zur Reduzierung der Lastspitzen (= Peak Shaving) zum Einsatz kommen.

Für den Netzbetrieb gibt es bereits erste Großspeicher, die erfolgreich am Regelenergiemarkt partizipieren. Aufgrund regulatorischer Bestimmungen lassen sich Speicher in den meisten anderen Anwendungsgebieten im Netzbetrieb (z.B. als Alternative zum Netzausbau) nicht wirtschaftlich betreiben. Aktuell fehlt die Möglichkeit, Investitionskosten über die Netzentgelte zu verrechnen, wie dies bei Investitionen in Kupfernetze der Fall ist.

Entwicklung des Speichermarkts

In den letzten zwei bis drei Jahren hat sich die Zahl der installierten Speicher in Deutschland rasant erhöht. Während im Januar 2015 ca. 500 neue PV-Speicher installiert wurden, waren es im Januar 2016 schon fast 3.500. Die Entwicklung ist sicherlich auch der hohen Preisdegression in dem Segment zu verdanken. Nach Zahlen der RWTH Aachen war bei Lithium-lonen-Batterien im Haushaltssegment seit Beginn 2013 eine durchschnittliche jährliche Preisdegression von 18 Prozent zu verzeichnen. Es wird erwartet, dass die Preise sowohl für kleine Speicher als auch für Großspeicher der Megawattklasse über die kommenden Jahre weiterhin stark sinken und den Speichermarkt zusätzlich ankurbeln.

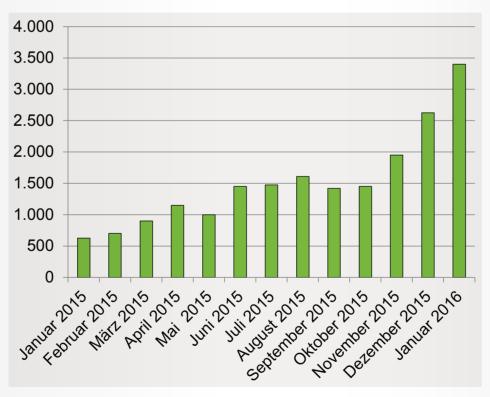


Abbildung 2: Anzahl neu installierter PV-Speicher¹

Fazit

Speicher bieten eine große Bandbreite an Einsatz- und Erlösmöglichkeiten sowie an Einsparpotenzialen. Während Solarstromspeicher bereits im Markt angekommen sind, entwickeln sich die anderen Bereiche mit hoher Geschwindigkeit. Hier gilt es am Ball zu bleiben, mögliche Geschäftsmodelle auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu überprüfen sowie Erfahrungen mit dem Betrieb und den Einsatzmöglichkeiten von Speichern zu sammeln. Beim Betrieb von Solarstromspeichern haben sich viele verschiedene Anbieter bereits etabliert und erweitern ihre Dienstleistungen rund um Speicher, z. B. mit einer 100-prozentigen Stromversorgung von Haushalten. Die gesamte Palette an Möglichkeiten wird sich hier sicherlich noch erweitern – doch wer jetzt keinen Fuß in die Tür bekommt und proaktiv handelt, schafft sich unnötige Hürden für einen späteren Markteintritt.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Niklas Thomas

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 26 E-Mail: niklas.thomas@roedl.com

Sonnige Aussichten für PV-Anlagen

von Maria Ueltzen und Kai Imolauer

Der stetige Rückgang der Stromgestehungskosten führt zu einem immer stärker werdenden Ausbau der PV-Kapazitäten auf den Weltmärkten. Mittlerweile kann der Strom in vielen Regionen zum gleichen oder sogar einem geringeren Preis als jenem konventioneller Kraftwerke angeboten werden. Die weltweit installierte Leistung an PV-Anlagen hat sich von 2007 bis Ende 2015 von 9,2 GW, auf 229,3 GW, erhöht. Bis 2020 rechnet die SolarPower Europe² mit einem installierten PV-Mindestvolumen von 489,8 GW –

bestenfalls sogar 716,1 GW

In Deutschland, dem bislang größten Photovoltaik-Markt im europäischen Raum, beträgt die insgesamt installierte Leistung laut Bundesnetzagentur (BNetzA) 40,294 GW_a (Stand 31. Juli 2016). Nachdem Deutschland lange Zeit eine Vorreiterrolle beim Ausbau der Erneuerbaren Energien und insbesondere der Photovoltaik eingenommen hat, ist der Ausbau in den letzten Jahren im weltweiten Vergleich stark zurückgegangen. So wurden im Jahr 2015 nur noch ca. 1,5 GW an neuen Anlagen installiert. Dagegen verzeichneten China und Japan im gleichen Zeitraum Zuwächse in Höhe von 15,3 bzw. 11,3 GW, und waren damit für über 50 Prozent der neu installierten Kapazitäten verantwortlich. Asien ist die treibende Kraft für das weltweite PV-Wachstum. China hat Deutschland mittlerweile überholt und hält laut SolarPower Europe mit 43,4 GW, nun die größten PV-Kapazitäten der Welt. Im ersten Quartal 2016 wurden dort bereits weitere 7,1 GW, installiert.

Aus dem im Jahr 2016 erschienenen "Global Market Outlook Solar Power" von SolarPower Europe geht weiterhin hervor, dass Deutschland selbst in Europa seine Vormachtstellung auf dem PV-Markt verloren hat. So kam es 2015 in Großbritannien zur Neu-Installation der annähernd dreifachen bisherigen Kapazität. Dadurch ließ sich 2015 erstmals wieder ein Wachstum auf dem europäischen Solarmarkt (8,2 GW_s) feststellen. Wichtige Wachstumsmärkte im Jahr 2015 lassen sich der unten stehenden Tabelle entnehmen.

Land	Zubau GW _s	2012 iı	n Zubau GW _p	2013 in	Zubau GW _p	2014 in	Zubau GW _s	2015	in
USA		3,4	4	4,8		6,2		6	5,9
Großbritannien		0,9	9	1,0		2,4		3	3,9
Japan		1,8	3	7,0		9,7	•	11	1,3
China		3,2	2	11,0		10,6	•	15	5,3
Indien		1,0)	1,1		0,8	•	2	2,0
Italien		3,0	5	1,7		0,4	•	C	0,3
Frankreich		1,	1	0,7		0,9	•	C	0,9
Deutschland		7,0	5	3,3		1,9		1	1,5

Tabelle 1: Wichtige Wachstumsmärkte 2015

Weltweit werden im Jahr 2016 Neu-Installationen in Höhe von 64,7 GW_p erwartet (Mercom Capital Group). China, Deutschland, Japan, die USA und Italien bleiben global die einzigen Länder mit Kapazitäten von mehr als 10 GW_p (SolarPower Europe, Stand Ende 2015).

Besonders interessant in Bezug auf die Kombination von Investitionsattraktivität und solarem Potenzial sind natürlich die im "Sunbelt" gelegenen Länder. Insbesondere Süd-China, Singapur, Malaysia, Thailand und Indien sowie Mexico, Brasilien, Argentinien und die Türkei sind diesbezüglich hervorzuheben. Auch Afrika rückt berechtigterweise immer mehr in den Fokus von Projektentwicklern und Investoren. Als Beispiele sind hier Uganda und Kenia aufzuführen.

PV-Eigenverbrauch – Geschäftsmodelle in Deutschland und international?

Große Freiflächenanlagen konnten in Deutschland aufgrund der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) seit 2015 nur noch im Ausschreibungsmodell Einspeisevergütungen erhalten. Aus der ersten Ausschreibungsrunde vom April 2015 wurden bis Ende Juli 2016 lediglich 25 Prozent der den Zuschlag erhaltenen PV-Anlagen umgesetzt. Die Realisierungsquote der Projekte aus der zweiten Ausschreibungsrunde vom August 2015 liegt aktuell bei 27 Prozent. Eigenverbrauch ist bei "Ausschreibungsanlagen" gesetzlich nicht gestattet, weshalb sich die direkte Nutzung des Stroms auf Dachanlagen beschränkt hat.

Das EEG 2017 stellt das Fördersystem für die meisten Erneuerbaren Energien auf Ausschreibungen um. Das gilt allerdings erst für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW_p. Daher sind PV-Anlagen mit einer Leistung von maximal 750 kW_p von der Ausschreibungspflicht befreit und können – ohne an einer Ausschreibung teilgenommen zu haben – eine Vergütung erhalten. Ein Teil des erzeugten Stroms darf auch für den Eigenverbrauch genutzt werden. PV-Anlagen ab einer Größe von 100 kW_p fallen nach wie vor unter die verpflichtende Direktvermarktung. Die Vergütung für Freiflächenphotovoltaikanlagen beträgt dabei unabhängig von der Größe 8,91 ct/kWh³ (siehe § 48 Abs. 1 EEG 2017). Bei den sogenannten PV-Dachanlagen ist die Vergütung dagegen abhängig von der Größe der Anlage gestaffelt (siehe § 48 Abs. 2 EEG 2017).

Die Flächenkulisse für Freiflächenphotovoltaikanlagen richtet sich nach § 48 Abs. 1 Nr. 3 lit. c und umfasst u. a.:

- > Flächen, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, wenn die Anlage in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,
- > Flächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren,
- > Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet oder Nationalpark im Sinne der §§ 23, 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

Das EEG 2017 hat zwar das parlamentarische Verfahren bereits durchlaufen, die Europäische Kommission muss es aber noch genehmigen. Sofern die Genehmigung erfolgt, treten die neuen Regelungen zum 1. Januar 2017 in Kraft. Die Zulässigkeit des Eigenverbrauchs bei Freiflächenanlagen bis 750 kW_n ermöglicht dann wieder interessante Projekte.

Im Folgenden stellen wir Ihnen drei vielversprechende Geschäftsmodelle kurz vor, mit denen sich die neuen Regelungen nutzen lassen:

- > In Variante A, dem Pachtmodell, wird ein in der Regel 20 Jahre laufender Pachtvertrag für die PV-Anlage mit einer festen monatlichen Rate abgeschlossen. Bei dieser Variante fallen weder Netzentgelte noch eine Stromsteuer und nur eine verringerte EEG-Umlage an.
- > Variante B, eine direkte PV-Strom-Lieferung, hat den Vorteil, die langfristige Vertragsbindung zu umgehen. Hier wird ein Solarstromliefervertrag mit dem Betreiber (= Stromlieferant) abgeschlossen. In diesem Szenario fallen ebenfalls weder Netzentgelte noch Stromsteuer an, allerdings ist die volle EEG-Umlage zu zahlen.
- > In Variante C, dem "EPC-Modell", investiert der Kunde direkt in eine Gewerbeanlage als Co-Investor. Es fallen keine Netzentgelte, keine Stromsteuer und nur eine verringerte EEG-Umlage an.

In jedem der drei Szenarien wird der überschüssige Strom gegen eine feste Vergütung in das Stromnetz eingespeist. Alle drei Modelle konnten seit der Einführung der FFAV nur noch bei Dachanlagen durchgeführt werden, lassen sich aber aufgrund der Änderungen im EEG 2017 nun auch wieder im Freiflächensegment realisieren. Die Grundmodelle sind auch sehr gut auf das Ausland zu übertragen.

Ausblick

National wie international beeinflussen regulatorische Rahmenbedingungen, Finanzierung, Stromgestehungskosten und das Strompreisniveau die Rentabilität maßgeblich. Der Eigenverbrauch oder darauf aufbauende Geschäftsmodelle sind in vielen Ländern schon heute attraktiv – als Beispiele lassen sich Brasilien, Italien, Mexico und Chile anführen. Insbesondere in Schwellenländern stoßen Pachtmodelle auf großes Interesse, da sich mit ihnen die für den Betreiber der Anlage anfänglich hohen Investitionskosten umgehen lassen.

Nach einer im Auftrag der Agora Energiewende durchgeführten Studie⁴ des Fraunhofer Instituts stellen PV-Anlagen bereits heute eine kostengünstige Erneuerbare-Energien-Quelle dar, die sich in Zukunft in vielen Regionen der Erde sogar zu der preiswertesten zur Verfügung stehenden Energiequelle entwickeln wird. Um das Ziel zu erreichen, ist die Schaffung eines günstigen finanziellen und regulatorischen Umfelds unabdingbar, obgleich wohl mittelfristig zu erwarten ist, dass die oben skizzierten Geschäftsmodelle im Vertrieb wieder greifen und auch in anderen Ländern umgesetzt werden können.

Ebenfalls lohnt es sich, als Investor einen Blick auf den PV-Zweitmarkt zu werfen, denn PV-Anlagen werden als langfristige, stabile Investition mit geringem Verlustrisiko betrachtet. Vorteile des Sekundärmarktes sind das Umgehen des bürokratischen Aufwands und die Kenntnis über die tatsächlichen Ertragszahlen der Anlage. Allerdings herrscht aus diesen Gründen zurzeit auch ein Mangel an geeigneten Anlagen zu Investitionszwecken.

Angesichts der erschwerten Bedingungen auf dem deutschen Markt bieten die prosperierenden PV-Märkte in Asien, Afrika und Lateinamerika eine gute Gelegenheit für deutsche Investoren, sich dort zu etablieren und neue Investitionsmöglichkeiten zu erschließen.

Die Speichertechnologien sind das fehlende Puzzleteil, um die PV wieder weiter nach vorne zu bringen, denn sie heben den Hauptnachteil der extremen Volatilität auf. Auch auf diesem Gebiet ist mit einem deutlichen Wachstum im Markt zu rechnen. Deshalb finden Sie

hier einen eigenen Artikel zum Thema Speichertechnologien.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Maria Ueltzen

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 14 E-Mail: maria.ueltzen@roedl.com



Rödl & Partner Deutschland Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 06 E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

Tiefengeothermie im erfolgreichen Praxiseinsatz

von Benjamin Richter und Anna-Carina Franke

Neben Windkraft und Photovoltaik hat die noch am Anfang ihres Ausbaus stehende tiefengeothermische Energie das Potenzial, ein wichtiger Teil der Energiewende in Deutschland zu sein. Die Gründe sind einerseits die enormen, bislang unerschlossenen Heißwasserreservoire an sich sowie die Grundlastfähigkeit und Regelbarkeit bei der Stromerzeugung. Das macht Geothermie zu einer Erneuerbaren Energie, für die keine Reserveleistung be-

reitstehen muss, falls der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint.

Zusätzlich zur Stromerzeugung liefert das heiße Wasser aus der Erde einen weiteren Nutzen, zum Beispiel in Form von Fernwärme oder Prozesswärme. In Italien wird seit über 100 Jahren Strom aus Tiefengeothermie gewonnen, in Deutschland seit mehr als 25 Jahren Wärme und seit 2008 Strom in größerem Maßstab. Der internationale Ausbau ist beachtlich: Allein in der Türkei werden heute schon über 600 MW_{el} gewonnen, das 1-GW_{el}-Ziel ist dort bereits zum Greifen nah. Damit stößt die dezentrale Tiefengeothermie in Leistungsklassen vor, die bislang allein den großen Kohle- und Kernkraftwerken vorbehalten war.

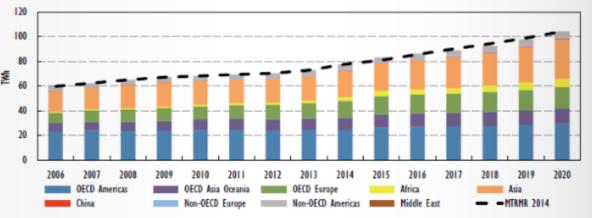


Abbildung 3: Entwicklung der geothermischen Stromeinspeisung weltweit⁵

Hohe Auszeichnung für die Kirchweidacher Energie GmbH

Die Gemeinde Kirchweidach ist ein exzellentes Beispiel für ein erfolgreiches Tiefengeothermie-Projekt, an das sich ein Fernwärmenetz zum Beheizen von ca. 400 Haushalten und einem großen Gewächshaus eines gewerblichen Abnehmers anschließt.

Dieser Meinung ist auch die internationale Expertenjury, bestehend unter anderem aus dem Europäischen Fernwärmeverband, dem United Nations Environment Programme (UNEP) und der International Energy Agency (IEA) unter dem Vorsitz des IEA Technology Network, die das Fernwärmeprojekt in Kirchweidach im Jahr 2015 mit dem Global District Energy Climate Award in der Kategorie "Special Award" auszeichnete. Staatsministerin Ilse Aigner überreichte den renommierten Preis, der für herausragende Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien als Beitrag zum globalen Klimaschutz vergeben wird, im Rahmen der festlichen Einweihung des Projektes in Kirchweidach.

Abbildung 4: Preisverleihung in Tallinn

Das Projekt Kirchweidach

Das einzigartige Fernwärmeprojekt der rund 2.500 Einwohner zählenden Gemeinde Kirchweidach hat durch die technisch und ökonomisch effiziente Nutzung von tiefengeothermischer Energie einen positiven Übertragungseffekt auf die regionale Wirtschaft. Das ambitionierte Projektziel war, die Zukunftsfähigkeit des ländlichen Raums und seiner Menschen auf Grundlage einer nachhaltigen und klimafreundlichen Energieressource zu

garantieren. Dafür nutzt Kirchweidach das große tiefengeothermische Potenzial des Molassebeckens.

Im Auftrag der Gemeinde Kirchweidach hat das Institut für Energietechnik GmbH (IfE) ein umfassendes kommunales Energiekonzept für die Möglichkeiten der Wärmenutzung im Gemeindegebiet erarbeitet und im Mai 2011 fertiggestellt. Basierend auf dem Wärmekataster der Gemeinde und dem Primärenergieumsatz hat das IfE für die Wärmeverbundlösung den Anschluss an eine Tiefengeothermiequelle eruiert und die Dimension dieser Versorgungsvariante für die Energiebedarfsdeckung kalkuliert. In seinem Gutachten schlägt das IfE vor, in Kirchweidach das Verfahren der hydrothermalen Tiefengeothermie zu nutzen. Nach den vielversprechenden Fündigkeitsergebnissen eines privaten Projektentwicklers wurde seit 2011 an der Umsetzung gearbeitet. Die Energie wird aus einer tiefengeothermischen Dublette, bestehend aus einer Förderbohrung von 3.850 Meter Tiefe und 5.133 Meter Länge, sowie einer Injektionsbohrung von 3.800 Meter Tiefe und 4.937 Meter Länge gewonnen. Die Dublette hat die Geoenergie Kirchweidach errichtet und dem Initiator des Fernwärmenetzes, der gemeindeeigenen Kirchweidacher Energie GmbH (KiwE), über

einen entsprechenden Vertrag zur Nutzung überlassen. Nach Abschluss der Verträge für die Nutzung der Energie und deren Verwendung im Jahr 2013 wurden zwischenzeitlich im Auftrag der KiwE rund 20 Kilometer Fernwärmeleitungen verlegt. Die Investitionen in Höhe von über 13 Millionen Euro wurden mit einem Tilgungszuschuss der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW-Förderbank) von 2,7 Millionen Euro sowie rund 750.000 Euro Zuschuss der Landesanstalt für Aufbaufinanzierung (LfA-Förderbank Bayern) gefördert. Zusätzlich zur tiefengeothermischen Energiequelle sind eine regional vorhandene Biogasanlage sowie ein Heizöl-Spitzenlastkessel in die Netzinfrastruktur integriert, um Lastschwankungen und Pumpenausfälle auszugleichen. Die tiefengeothermische Anlage mit einem jährlichen Energieabsatz von ca. 13 GWh_{th} erreicht heute mittels Fernwärmenetz rund 400 Haushalte sowie kommunale Liegenschaften wie Schulen, Kindergarten, Feuerwehrhaus etc. In den Jahren 2013 und 2014 war es bereits möglich, vollständig auf die Nutzung fossiler Energieträger für die Wärmeversorgung der Kunden zu verzichten.

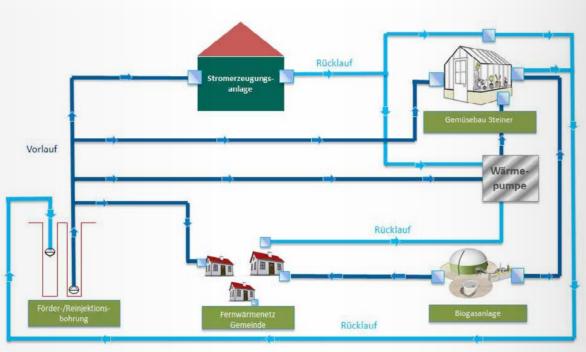


Abbildung 5: Schema der Geothermieversorgung in Kirchweidach

Einen wesentlichen Teil der Wärmeenergie nutzt ein für die Region neu gewonnener Gemüsebauer aus Österreich: der Gemüsebaubetrieb Steiner. Die Ansiedlung und der Betrieb des mittlerweile 20 Hektar umfassenden Gewächshauskomplexes, in der Abnahme vergleichbar mit dem Heizenergieverbrauch von mehr als 2.500 Haushalten, war ein wesentlicher Faktor für die erfolgreiche Projektumsetzung. Die Einbindung eines landwirtschaftlichen Betriebes zur Nutzung tiefengeothermischer Wärmeenergie ist in Deutschland bislang einmalig. Der gewerbliche Großkunde gewährleistet durch seine konstant hohe Wärmenachfrage, die über einen innovativen Wärmeliefervertrag gesichert ist, die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmeprojektes. Die Synergieeffekte, die sich aus der Energiebereitstellung für die Land-

wirtschaft ergeben, führt zu 150 neuen dauerhaften Arbeitsplätzen und sorgt somit für einen merklichen Entwicklungsschub in der Region. Zusätzlich lässt sich für etwa eine Million Bürger in Bayern regional und klimafreundlich der Bedarf an Tomaten, Paprika und Erdbeeren decken. Dank des Gewächshauses erhöhte sich die Selbstversorgungsrate mit Tomaten aus Bayern von sieben Prozent auf elf Prozent und mit Paprika von zwei Prozent auf siebe Prozent. Jede zehnte Tomate in Bayern stammt seit 2014 aus Kirchweidach. Verglichen mit dem Import des Gemüses aus Holland oder Spanien führt das zur jährlichen Einsparung von 1,4 Millionen Transport-Kilometern.

Das geothermische Potenzial ermöglicht zukünftig auch die Nutzung der Energie aus der Tiefe für die Gewinnung von Strom. Rödl & Partner hat dafür einen innovativen Fernwärmeversorgungsvertrag zwischen den Interessengruppen entwickelt, der die Preisberechnung im parallelen Betrieb der Wärme- und Stromgewinnung berücksichtigt. Die Vereinbarung umfasst die variable Wärmeauskopplung des Volumenstroms vor der Stromerzeugungsanlage zu wirtschaftlich sinnvollen Konditionen für die KiwE und ohne den Kraftwerksbetreiber zu benachteiligen. Bei der Preisberechnung berücksichtigt der Vertrag die Außentemperatur, die einen signifikanten Einfluss auf den Wirkungsgrad der Stromerzeugungsanlage hat.

Weiterhin ist die Nutzung einer großen Absorptionswärmepumpe möglich, die das Rücklaufwasser aus der Stromerzeugung mithilfe von Thermalwasserenergie nutzbar macht. Aufgrund der ökologischen Vorzüge geht die Gemeinde von einer Senkung des Heizölbedarfs um etwa 1,3 Millionen Liter pro Jahr aus, zusätzlich zur CO₂-freien Wärme für das Gewächshaus.

Die Umstellung der Wärmeversorgung auf tiefengeothermische Fernwärme und die reduzierte importbedingte Verkehrsbelastung führt zu einer Kohlenstoffdioxid-Reduktion von etwa 30.000 Tonnen pro Jahr. Die Zusammenarbeit der Gemeinde, der Energiedienstleister und der weiteren Projektbeteiligten hat ein innovatives und effizientes Energiesystem geschaffen. Damit ist Kirchweidach ein Leuchtturmprojekt mit Vorbildcharakter für weitere Gemeinden mit der Ambition, tiefengeothermische Energie nachhaltig zu nutzen, und setzt Maßstäbe für ein innovatives Energiekonzept.

Tiefengeothermie

Der große Vorteil der geothermischen Energieerzeugung ist die Bereitstellung von günstiger und preisstabiler Wärme sowie grundlastfähiger und steuerbarer Stromgewinnung. Auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist es für Investoren und Kommunen umso interessanter, da in den meisten Fällen eine gute Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden kann. In der Erde steckt ein enormes, stets verfügbares Energiepotenzial, das umweltfreundlich und nachhaltig ist. Damit lässt sich eine Unabhängigkeit von konventionellen fossilen Energieträgern erreichen. Die heute schon attraktiven Fördergebiete in Deutschland liegen im Süddeutschen Molassebecken, dem Oberrheingraben und dem Norddeutschen Becken.

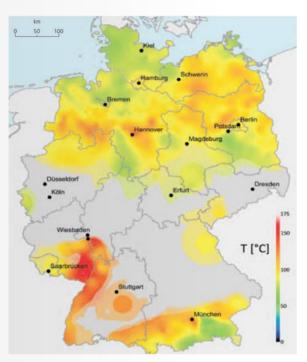


Abbildung 6: Besonders geeignete Regionen für Tiefengeothermie in Deutschland⁶

Für die Nutzung der Tiefengeothermie im Süddeutschen Molassebecken sind, wie in Kirchweidach, mindestens zwei Bohrungen erforderlich: eine für die Förderung des Thermalwassers und die andere für die Reinjektion des geförderten Thermalwassers in die wasserführende Schicht. Damit ist sichergestellt, dass kein Wasser den Thermalwasserkreislauf verlässt. Die Energie wird nur über Wärmetauscher entnommen und für die Wärmeversorgung und/oder die Erzeugung von Strom verwendet. Die zu Beginn eines Tiefengeothermie-Projektes hohen Investitionskosten werden zum einen über verschiedene Fördermöglichkeiten bezuschusst und durch die späteren Einnahmen aus Stromund Wärmeverkauf amortisiert. Das Potenzial von Tiefengeothermie-Projekten wie in Kirchweidach ist weltweit weitreichend vorhanden und wird in den nächsten Jahren sicherlich weiter gehoben.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Benjamin Richter

Telefon: +49 (89) 92 87 80 - 35 0 E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Rödl & Partner Deutschland Anna-Carina Franke

Telefon: +49 (89) 92 87 80 - 35 6 E-Mail: anna-carina.franke@roedl.com

Windmarkt im Umbruch

von Simon Zenses

Das Windjahr 2016 in Deutschland wird überschattet vom Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, denn ab 2017 wird die Zubaumenge ausschreibungsbedingt unweigerlich sinken. Den aktuellen Ausbauzahlen tut das jedoch keinen Abbruch. Auch weltweit ist der Trend ungebrochen: 2015 überstieg die Leistung der Windkraft erstmals die der Kernenergie.

Weltweit liegt Deutschland mit einer installierten Leistung von 44.946 MW nach wie vor auf einem im Verhältnis zur Landesgröße sensationellen Rang 3 hinter den deutlich größeren Ländern China (145.104 MW) und den USA (74.471 MW). Selbst aufstrebende Flächenländer wie Indien oder Brasilien kommen auf gerade einmal knapp 50 Prozent bzw. 20 Prozent der Leistung. Nichtsdestotrotz hat die Branche 2015 ein neues Rekordjahr hingelegt und den Zubaurekord von 2014 mit 63.000 MW noch einmal um satte 22 Prozent übertroffen. Damit sind nun weltweit ca. 433.000 MW Windleistung installiert. Laut Global Wind Energy Council soll sich die Zahl bis 2020 auf ca. 795.000 MW fast verdoppeln.

Deutschland

In Deutschland ist der Windmarkt im Umbruch. Der Markt bereitet sich auf die Ausschreibungen der festgesetzten Mengen ab 2017 vor. Zwar konnte 2015 nicht mehr ganz an das Rekordjahr 2014 anknüpfen, aber die Zuwachszahlen aus dem ersten Halbjahr 2016 deuten mit 1.892 MW Nettozubau (onshore) erneut ein außergewöhnlich gutes Jahr an. Dazu kommen weitere 258 MW neue Offshore-Kapazität.

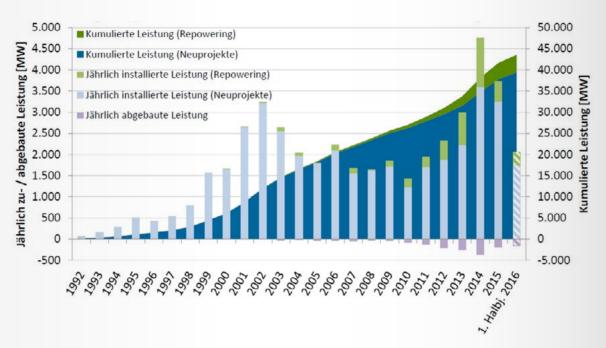


Abbildung 7: Entwicklung der jährlich installierten und kumulierten Leistung an Land⁷

Die dargestellte Grafik zeigt den Verlauf des Windenergieausbaus in Deutschland seit 1992. Gut zu erkennen ist der starke Anstieg zum Ende der 90er-Jahre. Diese Anlagen werden bereits in drei bis fünf Jahren ihre technische Lebensdauer und den Vergütungszeitraum nach EEG überschritten haben, weshalb ein wesentlicher Anstieg im Anlagen-Repowering zu erwarten ist. Das trifft insbesondere auf Anlagen im windstarken Norden zu, deren damalige Nabenhöhe und Leistung weit unter derzeitigen Standards liegen. Der Fortschritt der Technologie birgt hier großes Potenzial.

EEG 2017

Das neue EEG bringt einige tiefgreifende Änderungen mit sich. Neben der wohl einschnei-dendsten Neuerung, der Umstellung von fester Vergütung auf ein Ausschreibungsmodell, gelten noch zahlreiche weitere Änderungen; einige unliebsame alte Regelungen bleiben zum Leidwesen der Branche bestehen.

So darf erzeugter Strom, der nach neuem EEG infolge gewonnener Ausschreibung gefördert wird, nun nicht mehr selbst vor Ort verbraucht werden. Das gilt analog für die Nutzung von Stromspeichern und anderen daran anknüpfenden Technologien wie Power-to-Gas, Power-to-Heat etc. Bei Verstoß erlischt unter Umständen die gesamte Förderung nach EEG für das komplette Jahr. Immerhin gibt es einige wenige Ausnahmen wie den Kraftwerkseigenverbrauch oder Netzverluste. Allerdings wird dadurch eine Vielzahl innovativer Versorgungskonzepte eingeschränkt bzw. sogar unterdrückt.

Auch die Regelung nach § 24 EEG 2014 (negative Stunden) ist weiterhin als § 51 EEG 2017 gültig. Die Vorschrift besagt:

"Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null."

Die Erfahrung aus dem vergangenen Jahr zeigt, dass es insgesamt 25 Stunden negativer Strompreise gegeben hat, verteilt auf vier Blöcke à ca. sechs Stunden. Für das erste Halbjahr 2016 hat es bisher 23 negative Stunden, verteilt auf drei Blöcke à ca. sechs Stunden, gegeben. Es sind somit nach wie vor äußerst überschaubare Zeiträume, die nicht vergütet werden.

Bis heute lassen sich keine genauen Prognosen für zukünftige Vergütungsausfälle erstellen, perspektivisch jedoch wird die Zahl der Stunden mit negativem Strompreis sicherlich steigen. Die betreffenden Kosten und Risiken werden bisher uneinheitlich getragen: Vom vollen Risikoverbleib beim Betreiber bis hin zur Risikoteilung sind alle Szenarien im Markt verfügbar. Möglich ist auch, dass der Direktvermarkter vertraglich das volle Risiko trägt. Es kommt auf das individuelle Verhandlungsgeschick und die Auswahl des Direktvermarkters an.

Erfreulich ist indes die jetzt erfolgte Klarstellung, dass lediglich Anlagen ab 3 MW Leistung unter diese Regelung fallen. Im EEG 2014 galt sie noch für den gesamten Windpark.

Wie oben schon erwähnt tritt das Modell der Ausschreibung zur Ermittlung der Vergütungshöhen nach EEG als wesentlichste Neuerung auf. Diese Ausschreibungen führt von nun an die Bundesnetzagentur durch; sie betreffen alle neuen Windenergieanlagen an Land über 750 kW Leistung. Die neue Regelung soll nun auch die Zubaurate der kommenden Jahre steuern. Der anvisierte Zubau für Windenergie an Land liegt bei 2.800 MW pro Jahr bis 2020 und 2.900 MW pro Jahr ab dem Jahr 2021. Die Werte sind als Bruttowerte zu verstehen, d. h., die wegfallende Leistung aufgrund von Rückbau oder Repowering wird nicht berücksichtigt. Zum Vergleich: Die Netto-Zubauraten lagen 2014 und 2015 jeweils ca. 50–70 Prozent höher. Bei solch gedeckelten Zubauraten ist abzusehen, dass andere Länder wie Brasilien oder Indien Deutschland von Platz 3 weltweit mittelfristig verdrängen werden.

Das Ausschreibungsmodell findet über das Jahr gestaffelt Anwendung, sodass im ersten Ausschreibungstermin 800 MW und im zweiten und dritten Termin je 1.000 MW ausgeschrieben werden.

Um überhaupt zum Bieterverfahren zugelassen zu werden, muss zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe eine BImSch-Genehmigung vorliegen sowie eine Sicherheitsleistung von 30 €/kW hinterlegt werden. Innerhalb von 30 Monaten, wobei bereits nach 26, 28 und 30 Monaten Bußgelder in Höhe von 10 €/kW fällig werden.

Die Bieter müssen einen Gebotswert ermitteln und abgeben, wobei der Maximalwert in der ersten Ausschreibungsrunde bei 7 ct/kWh gedeckelt ist. Anschließend erfolgt der Zuschlag der Reihe nach vom günstigsten bis zum teuersten Anbieter, bis die ausgeschriebenen Mengen erreicht sind. Basis für alle abgegebenen Angebote ist ein 100-Prozent-Referenzstandort, der bei 6,45 m/s Windgeschwindigkeit auf 100 m Nabenhöhe definiert ist, um alle Angebote ortsunabhängig vergleichbar zu machen.

Um dennoch unterschiedlichen Standortqualitäten Rechnung zu tragen, ist ein Gütefaktor entwickelt worden, der gutachterlich festzulegen ist und so schwächeren Windstandorten einen kleinen Bonus, stärkeren Windstandorten einen kleinen Malus bei der gewährten Vergütung einbringt. Dieser Gütefaktor wird alle fünf Jahre anhand des realen Standortertrages der Anlage neu berechnet und sowohl für die Zukunft als auch rückwirkend (!) angepasst. Weicht der Faktor um mehr als 2 Prozent vom Gutachten ab, so wird eine Rückerstattung oder Nachzahlung fällig.

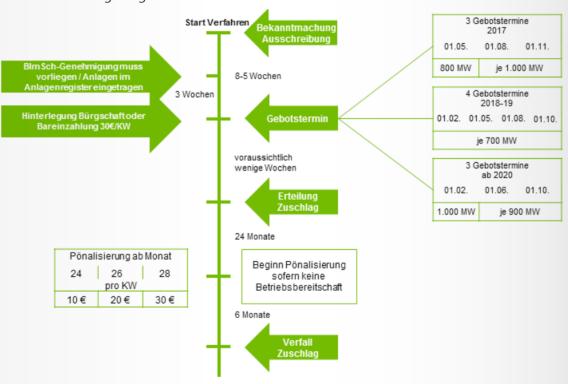


Abbildung 8: Schematischer Ablauf des Wind-Ausschreibungsverfahrens im EEG 2017

Abgewandelte Regelungen sind für sogenannte Bürgerenergiegesellschaften geschaffen worden, um die Akteursvielfalt im Markt zu erhalten. So müssen diese Gesellschaften, die nur nach strengen Kriterien als solche zugelassen werden, beispielsweise weniger Sicherheitsleistungen hinterlegen und zum Zeitpunkt der Ausschreibung auch noch keinen genehmigten BlmSch-Antrag einreichen. Es bleibt fraglich, ob damit ausreichend Maßnahmen geschaffen sind, um die Akteursviefalt in der heutigen Form zu erhalten.

Auch dürfen Zweifel bestehen, was die Umsetzungsrate aller ausgeschriebenen Projekte betrifft. Im PV-Sektor hat Rödl & Partner nach einem bzw. eineinhalb Jahren erkannt, dass bisher lediglich ca. 25 Prozent aller bezuschlagten Projekte erfolgreich umgesetzt wurden. Die verbleibende Zeit zum Realisieren der Projekte beträgt nun weniger als ein Jahr.

Erfreulicherweise ist es jedoch nun auch möglich, regional erzeugten EE-Strom als grünes Stromprodukt zu kennzeichnen und so dem Bürger anzubieten. Vorher war das bei Nutzung der EEG-Vergütung nicht möglich, da der Strom dadurch bilanziell als Graustrom galt.

Weitere Aspekte

Besonders für die Projektierer und Betreiber mit Fokus auf den Süden Deutschlands kam Mitte dieses Jahres die Bestätigung des Bayerischen Verfassungsgerichtshofes, dass die "10H"-Regel, die die 10-fache Höhe der Windenergieanlage als Mindestdistanz zur nächstgelegenen Wohnbebauung vorsieht, verfassungsgemäß und somit rechtens ist. Mehrere Interessengruppen, unter anderem die bayerischen Landtags-Grünen, hatten Klage vor Bayerns höchster staatsgerichtlicher Instanz eingereicht. Damit stehen der Windkraft bei einer Abstandsfläche von 2.000 m nach Berechnungen des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung nur noch 1,7 Prozent der bayerischen Landesfläche zur Verfügung.

Bisher haben andere Bundesländer diese hohen Abstandsforderungen nicht übernommen. Einige Bundesländer, z. B. Niedersachen und Thüringen, haben ihre Windenergieerlasse erst in diesem Jahr neu aufgestellt bzw. verabschiedet.

Marktaufteilung 2015

Im deutschen Onshore-Windmarkt teilen sich derzeit fünf Anlagenhersteller einen Marktanteil von rund 96 Prozent. So haben im Jahr 2015 Enercon 37,3 Prozent, Vestas 21,3 Prozent, Senvion 18,0 Prozent und Nordex 11,8 Prozent sowie GE 7,3 Prozent aller neugebauten Projekte gestellt.

Der technische Trend geht weiterhin in Richtung Mittel- und Schwachwindanlagen mit einem Rotordurchmesser von bis zu 190 m und somit höherliegenden Naben, die mittlerweile in einem Höhenbereich von 160 m angekommen sind.

Doch auch im Segment der Kleinwindanlagen geht die Entwicklung voran. Die meisten Anlagen haben eine installierte Leistung zwischen 1 und 30 kW. Die spezifischen Investitionskosten pro kW Nennleistung belaufen sich laut Bundesverband Kleinwindanlagen auf 1.000 bis 10.000 Euro. Neueste Anlagen erreichen dabei so niedrige Schallimmissionswerte, dass auch Installationen in Wohngebieten denkbar sind.

International

Ob on- oder offshore – auch außerhalb Deutschlands boomt die Energieerzeugung aus Windkraft. Weltweit sind im Jahr 2015 63.000 MW installierter Leistung hinzugekommen. Im Jahr 2009 betrug der Zuwachs lediglich die Hälfte. Besonders China hat mit rund 31 GW Zubau maßgeblich zu dem 2015er-Ergebnis beigetragen. Aber auch die USA, weltweit auf Rang 2, steuerten mit 8.600 MW einen wesentlichen Anteil zu dem positiven Trend bei. So entstand erst im August dieses Jahres knappe 300 km nordöstlich von New York der erste Offshore-Windpark Amerikas. Insgesamt fünf Anlagen der 6-MW-Klasse hat GE dort als Testfeld errichtet. Unterstützend beigetragen haben wird dazu auch der neu verabschiedete "Energy Diversity Act", der amerikanische Energieversorger dazu verpflichtet, Strom aus Wasserkraft und Offshore-Windenergie abzunehmen. Neben den USA, die viel potenzielle Fläche für Windenergie bieten, entwickelt sich auch in Brasilien und Indien der Markt für Windenergieanlagen stetig weiter. 2015 wurden dort 2.800 MW bzw. 2.600 MW an neuer Leistung hinzugebaut.

Zukünftige Markführer sieht die Branche verstärkt aus dem lateinamerikanischen und afrikanischen Raum kommen. Brasilien, aktuell auf Platz 4 im weltweiten Zubauranking, holt bereits mit großen Schritten auf. Länder wie Uruguay mit einem verhältnismäßig kleinen Zubau von 316 MW decken ihren Strombedarf bereits zu 95 Prozent aus Erneuerbaren Energien. Auch der afrikanische Kontinent, angeführt von Südafrika, wird in den kommenden Jahren weitere Marktanteile gewinnen. Parallel dazu belegen weitere Zuwächse in Äthiopien, Jordanien und nicht zuletzt Indien, dass die Windenergienutzung in den nächsten Jahren in immer mehr Ländern zum unverzichtbaren Bestandteil der Stromversorgung gehören wird.

Fazit

Der Ausbau der Windenergie stellt weltweit einen der Grundpfeiler der Energiewende dar und wird sich auch in den kommenden Jahren weiterentwickeln. Neben dem Ausbau an Land verdient auch die Offshore-Industrie große Beachtung, denn sie birgt großes Potenzial, schreitet technisch immer weiter voran und reduziert somit Risiken. Aufgrund der tendenziell längeren Laufzeiten von Windprojekten ist eine frühzeitige professionelle Planung und, insbesondere im internationalen Umfeld, eine Marktsondierung sowie jeweils die Prüfung der regulatorischen Rahmenbedingungen unabdingbar.

Auch im Anlagenbetrieb werden kontinuierlich neue Betriebsvorschriften erlassen, um die

Sicherheits- und Dokumentationsstandards weiter zu erhöhen. Hierzu ist eine regelmäßige Überprüfung der Anforderungen nach jeweiliger aktuell gültiger nationaler Rechtslage unbedingt zu empfehlen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Simon Zenses

Telefon: +49 (911) 91 93 - 35 76 E-Mail: simon.zenses@roedl.com

5 Perspektiven der Bioenergie

von Benjamin Hufnagel

Zwar ist die Bioenergie neben der Geothermie die einzige regenerative Energiequelle, die eine schwankende Stromproduktion aus Wind und Sonnenenergie ausgleichen kann, die Bioenergiebranche selbst hat jedoch enorme Schwankungen zu verkraften. In Deutschland hat sich infolge des EEG 2014 nach starken Jahren bereits ein Rückgang der Anlagenzubauten abgezeichnet; dass die Branche jedoch einen Totalausfall vermelden muss, haben die

wenigsten erwartet. Schafft das EEG 2017 einen Ausweg aus dieser desaströsen Situation? Das Ausschreibungsmodell lässt zumindest hoffen. Auch über den deutschen Tellerrand hinaus lohnt der Blick, denn andernorts kann die Bioenergie ihre Stärken ausspielen.

Situation in Deutschland

Noch vor wenigen Jahren konnte sich die Bioenergiebranche in Deutschland der Unterstützung der Regierung sicher sein. Das EEG 2012 enthielt Vergütungssätze für die Stromeinspeisung aus Bioenergie, die zwar keine Goldgräberstimmung entfachten, aber durchaus Luft für die Entwicklung neuer Projekte ließen. Den weiteren Ausbau der Bioenergie brachte indes die im Jahr 2014 in Kraft getretene Novelle des EEG nahezu zum Erliegen. Der neu eingeführte "Ausbaukorridor" von 100 MW war nicht relevant, denn die Vergütungssätze haben neue Projekte in diesem Umfang schlicht nicht zugelassen.

Rein numerisch betrachtet sind zwar einige Neuprojekte zu verzeichnen, sie betreffen in erster Linie jedoch die sogenannten "Gülle-Kleinanlagen" (80 Prozent Gülleeinsatz bis zu einer elektrischen Leistung von 75 kW). Die Vergütungssätze dieser Anlagenklasse werden mit 23,14 ct/kWh auch künftig Neuanlagen ermöglichen.

Obwohl noch nicht alle Auswirkungen abschätzbar sind, wird das EEG 2017 keinen neuen Boom in der Branche verursachen. Eine verbesserte Perspektive könnte sich für Anlagen mit günstigen Gestehungskosten ergeben, die im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens wettbewerbsfähige Preise anbieten können.

Das Ausschreibungsverfahren findet für Anlagen ab 150 kW_{el} Anwendung. Projektentwicklungen kleinerer Neuanlagen (<150 kW_{el}) müssen prüfen, ob mit 13,32 ct/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb darstellbar ist. Größere Anlagen können sich ab 2017 an mehreren Ausschreibungsrunden mit einem Vergütungssatz (anzulegender Wert) beteiligen, der allerdings für Neuanlagen auf 14,88 ct/kWh und für Bestandsanlagen auf 16,90 ct/kWh begrenzt ist. Da zum Ersten die Vergütung auf die halbe maximale Bemessungsleistung beschnitten ist und zum Zweiten mit z. B. der vorab vorzulegenden Genehmigung und den Einsatzstoffvorgaben weitere Hürden im Ausschreibungsverfahren bestehen, scheint die Bioenergie trotz einer neuen Perspektive für Bestandsanlagen wenig Wachstumspotenzial aufzuweisen. Ob diesmal der Ausbaupfad in Höhe von 150 MW (2017–2019) bzw. 200 MW (2020–2022) zum Tragen kommen wird, darf jedenfalls noch bezweifelt werden.

Chancen im europäischen Ausland

Europaweit sind grundsätzlich noch Anlagenzuwächse zu verzeichnen. Dabei werden die stark rückläufigen Zahlen aus Deutschland nur zum Teil durch das Wachstum anderer europäischer Märkte kompensiert.

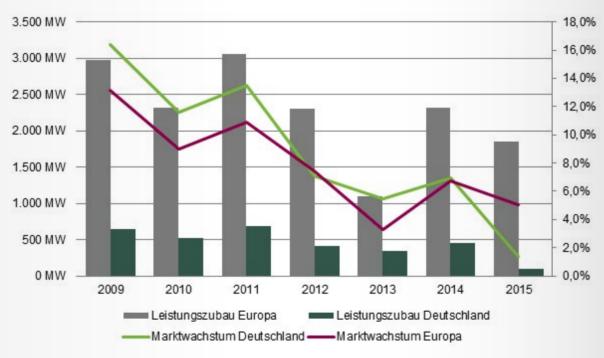


Abbildung 9: Installierte Leistung Bioenergie

Ein Fokus soll europaweit – wie auch hierzulande – auf der Vergärung von Bioabfällen liegen. Da jedoch die Stoffströme häufig bereits einer Verwertung (z. B. Verbrennung oder Kompostierung) zugeführt werden, sind Neuprojekte nur in wenigen Fällen möglich.

Vor einem Jahr wurden in Frankreich große Pläne verkündet, die Bioenergie intensiv zu fördern und ein Wachstum von ca. 100 Anlagen (Stand 2015) auf über 1.000 Anlagen zu ermöglichen. Neben der geplanten Anhebung der Fördersätze sind aktuell umfangreiche Steuerbefreiungen (Taxe Fonciére, CFE und CVAE) für Biogasanlagen vorgesehen. Seit Februar 2016 ist in Frankreich zudem ein Ausschreibungsmodell für Holzbiomasse- und Biomethananlagen in Kraft. Pro Jahr werden Fördergelder für 50 MW Erzeugungsleistung aus Anlagen auf Holz-Basis und für 10 MW aus Biomethananlagen vergeben. Es bleibt jedoch noch abzuwarten, ob die Planzahlen in Frankreich dadurch erreicht werden.

Der Trend zu Ausschreibungsprogrammen anstelle fixierter FiT (Feed-in-Tarife) für Erneuerbare Energien ist EU-bedingt in nahezu allen Ländern mit Fördersystemen zu beobachten. Zudem soll die Bioenergiebranche häufiger einen Beitrag zur Sektorkopplung und zur Bereitstellung flexibler Stromerzeugung leisten. Die Fördermechanismen sind bereits implementiert, doch lassen historisch niedrige Strompreise und die dadurch bedingten niedrigen Spreads zwischen Niedrigpreis- und Hochpreisphasen oftmals kein Business Case mit rentierlichem Ergebnis zu.

Fazit

Starke Wachstumszahlen sind in Deutschland und im europäischen Ausland nur bedingt zu erwarten. Interessant sind nach wie vor Bestandsprojekte, insbesondere im Hinblick auf das deutsche Ausschreibungsmodell, denn dadurch erhalten auch Bestandsanlagen eine Perspektive für die Zeit nach Ablauf des regulären Vergütungszeitraumes. Die Trumpfkarten der Bioenergie, z. B. steuerbare flexible Stromproduktion, Wärmeerzeugung und Regelleistung, können hierzulande leider kaum ausgespielt werden. Vielleicht sollte der Blick der Branche noch weiter in die Ferne gerichtet werden, denn in einigen Schwellenländern sind eine gesicherte Stromerzeugung, die Düngemittelbereitstellung, eine verlässliche Kühlung oder die Netzersatzleistung mehr wert als die Vergütungssätze des EEG.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Benjamin Hufnagel

Telefon: +49 (911) 91 93 - 35 70 E-Mail: benjamin.hufnagel@roedl.com

Wasserkraft: Der Klassiker unter den Erneuerbaren Energien

von Kai Imolauer

Ende 2015 betrug der Anteil der Wasserkraft an der weltweiten Stromerzeugung 16,6 Prozent. Das sind insgesamt 1.064 GW an Wasserkraftkapazitäten. Unter ausschließlicher Betrachtung erneuerbarer Energiequellen (deren Anteil an sämtlichen Energieträgern zur Stromerzeugung weltweit Ende 2015 23,7 Prozent betrug) beläuft sich ihr Anteil sogar auf 70 Prozent⁸. In einigen Regionen, vor allem in Entwicklungsländern, sind allerdings bliche Potenziale ungenutzt⁹. Neue Ansätze, insbesondere betreffend daher besonders vielversprechend. Meeresenergietechnologien ma-

noch erhebliche Potenziale ungenutzt⁹. Neue Ansätze, insbesondere betreffend Kleinstanlagen, sind daher besonders vielversprechend. Meeresenergietechnologien machen ebenfalls Fortschritte in der Entwicklung und gehen inzwischen in Einzelfällen über Demonstrationsprojekte hinaus.

Bei einer Unterteilung nach installierter Leistung unterscheidet man zwischen Kleinwasser-kraftwerken (<10 MW; in den USA <30 MW)¹⁰, mittelgroßen Wasserkraftanlagen (<100 MW) und Großwasserkraftwerken (>100 MW)¹¹. Laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bestehen große Wasserkraftanlagen in Deutschland (>1 MW) zu 20 Prozent aus Speicherkraftwerken und zu 80 Prozent aus Laufwasserkraftwerken¹². Eine Unterkategorie der Speicherkraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerke (rund 7 GW installierte Kapazität in Deutschland¹³), die die Möglichkeit zum Speichern elektrischer Energie bieten und so ausgleichend zu volatilen Erzeugern wie Wind und Photovoltaik (PV) zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Wasserkraft in Deutschland

Der Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung in Deutschland lag 2015 bei 3,2 Prozent¹⁴, bezogen auf die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei 9 Prozent. Die installierte Leistung erhöhte sich zwar von 2014 auf 2015 um 8 MW auf 5.588 MW¹⁵, der Anteil an den Erneuerbaren Energien verzeichnet jedoch einen Rückgang von ca. 4 Prozent zum Vorjahr. Die Gründe dafür liegen in schlechten Witterungsverhältnissen¹⁶ und dem im Verhältnis stärkeren Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Aufgrund starker geografischer Unterschiede befinden sich in Deutschland 80 Prozent (17,5 Mrd. kWh) der installierten Leistung in den südlich gelegenen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern. Das in Deutschland nutzbare Potenzial an Wasserkraft ist laut einer Studie des BMWi aus dem Jahr 2014 weitgehend ausgeschöpft¹⁷, denn der Schutz des ökologischen Zustands von Gewässern setzt dem Ausbau neuer Anlagen Grenzen¹⁸. Um Kapazitäten trotzdem zu erweitern, werden bestehende Anlagen verbessert oder vergrößert. So geschehen im Wasserkraftwerk Stiepel an der mittleren Ruhr¹⁹ wie auch im bayerischen Landkreis Main-Spessart. Das dort bestehende Main-Kraftwerk Rothenfels wurde um eine Turbine mit einer Leistung von 2,1 MW erweitert und soll zusätzlichen Strom von rund 7,4 Mio. kWh pro Jahr erzeugen. Zusätzlich wird eine Fischaufstiegsanlage installiert, um die Wanderung von Fischen zu ermöglichen²⁰.

Hinsichtlich Pumpspeicherkraftwerken werden im Rahmen von Machbarkeitsstudien inzwischen ehemalige Bergwerke als mögliche Standorte unter die Lupe genommen. In einen Untertage-Pumpspeicher soll das Steinkohlebergwerk Zeche in Bottrop umfunktioniert werden, so das Vorhaben der Landesregierung Nordrhein-Westfalens. Das Projekt befindet sich noch in der Konzept-Entwicklungsphase, finanziell gefördert vom Land und der EU²¹.

Entscheidend für Neuprojekte sind die notwendigen Genehmigungsverfahren. Je nach berührten Tatbeständen empfiehlt es sich, die Rechtsrelevanz und die Verfahrenserforderlichkeit mit den zuständigen Behörden abzuklären. Hierzu ist eine Antragsvorbesprechung ("Scoping-Termin") unter Leitung der für das Wasserrechtsverfahren zuständigen Behörde sinnvoll. Den zweiten Schritt stellt das Wasserrechtsverfahren dar, dem das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) zugrunde liegt. Es gilt, die §§ 33, 34 und 35 Abs. 1 WHG einzuhalten. Darauf folgt die ökologische Vorprüfung und die naturschutzfachliche Planung. Weitere Belange sind Baurecht, Bauleitplanung, Nachbarrecht und Lärmschutz, deren Erforderlichkeit sich jedoch meist schon in der Antragsvorbesprechung feststellen lässt. Die Verfahrensdauer bis zum Rechtsbescheid reicht in Deutschland je nach Komplexität von rund sechs Monaten bis zu mehreren Jahren²². Das könnte ein Grund sein, warum Wasserkraft in Deutschland einen relativ kleinen Anteil an der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien besitzt, da gerade Personen mit kleineren Projektvorhaben von dem Prozedere abgeschreckt werden dürften.

Neben dem oben genannten WHG sind drei weitere Gesetze für die Wasserkraft relevant: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) sowie das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Hinsichtlich der Einspeisevergütung für Strom aus Wasserkraft sieht § 40 Abs. 1 EEG 2017, abhängig von der Bemessungsgrundlage, folgende Einspeisevergütungen vor:

Bemessungsleistung [MW]	Einspeisevergütung [ct/kWh]	
≤ 0,5	12,40	
≤ 2,0	8,17	
≤ 5,0	6,25	
≤ 10,0	5,48	
≤ 20,0	5,29	
≤ 50,0	4,24	
> 50,0	3,47	

Tabelle 2: Einspeisevergütungen gemäß Bemessungsleistung laut EEG 2017²³

Neuanlagen mit einer installierten Leistung von >500 kW sind zur Direktvermarktung verpflichtet. Zudem gilt eine Umlagepflicht für neu errichtete Anlagen, die der Eigenversorgung dienen. Diese Regelungen bleiben auch im EEG 2017 erhalten. Aufgrund des geringen Wettbewerbs in Wasserkrafttechnologien sind Ausschreibungsverfahren laut BMWi nicht sinnvoll. Wesentliche Änderungen nach dem EEG 2017 betreffen die Behandlung von ertüchtigten Bestandswasserkraftanlagen. Sie gelten, nachdem sie einer Ertüchtigungsmaßnahme unterzogen wurden, als neu in Betrieb genommen²⁴. Solche Ertüchtigungsmaßnahmen vergrößern deutsches Wasserkraftpotenzial, da das Potenzial für neue Großanlagen weitestgehend ausgeschöpft ist. Für den Ausbau von Kleinstwasserkraftanlagen gibt es inzwischen schwimmende Turbinen, zum Beispiel die Smart-Hydro-Technologie, die 1 bis 5 kW leisten kann und bereits erfolgreich in Peru zum Einsatz kommt. In Deutschland durchlaufen diese Turbinen gerade einen Langzeittest im Auer Mühlbach in München und speisen ihren im Inn in Rosenheim generierten Strom ins Netz ein. Die dortige Fließgeschwindigkeit variiert zwischen 0,7 und 3,5 Meter pro Sekunde und die Tiefe kann zwei bis sechs Meter betragen. Aufgrund geeigneter Fließgeschwindigkeiten würden sich auch Donau und Oberrhein für diese Technologie eignen, wovon weltweit bereits mehr als 40 Turbinen verkauft wurden²⁵. Dasselbe Prinzip verwendet auch eine leistungsstärkere Variante, entwickelt von der Universität Stuttgart in Zusammenarbeit mit der Firma RER Hydro. Die Leistungsfähigkeit übertrifft mit 110 kW klar die der Smart-Hydros und ist im Gegensatz zu ihnen am Grund fixiert. Seit 2010 produziert die Technologie im Sankt-Lorenz-Strom in Kanada 900.000 kW im Jahr²⁶. Das innovative Fürther Start-up Aquakin (gegründet 2013) entwickelt ebenfalls verschiedenste Kleinwasserkraftwerke, um jedwede Wasserströme in Elektrizität umzuwandeln. Die Anlagen, deren Kapazitäten von 5 W bis hin zu 20 kW reichen, werden im privaten Bereich für kleine tragbare Anwendungen (noch in der Prototyp-Phase) wie das Aufladen von Handys oder Taschenlampen unterwegs eingesetzt oder auch stationär zum Beispiel in Wasser-

rohren, flachen Gewässern und Flusszuläufen bzw. Gefällen installiert, ohne dabei Fische zu gefährden²⁷. Ein erster Prototyp des Wirbelwasserkraftwerks ist in Konstruktion und soll mit einer Leistung von 10 kW für einen Preis von ca. 15.000 Euro auf den Markt kommen. Vor allem die Nachfrage nach Kraftwerken in Trinkwasserrohren ist laut Aquakin enorm, da eine lebensmittelechte Anlage zuvor noch nicht entwickelt wurde und die Rohrturbine auch noch im Nachhinein eingebaut werden kann²⁸. Inwieweit sich diese neuen Technologien in Deutschland wie auch international durchsetzen werden, bleibt abzuwarten. Potenzial und Erwartungen aber sind groß.

Wasserkraft weltweit

Wie bei den meisten Erneuerbaren Energien sind auch die Potenziale der Wasserkraft stark von den geologischen und meteorologischen Gegebenheiten eines Landes abhängig. Viele Länder mit Vorreiterrolle wie Norwegen (96–98 Prozent des Stroms aus Wasserkraft), Österreich und Kanada haben ihre Potenziale schon nahezu vollkommen ausgeschöpft, weshalb die Investitionsmöglichkeiten gering ausfallen. Daneben sind China, Brasilien, die Türkei, Indien und Vietnam die Top-5-Länder, die im Jahr 2015 ihre Netto-Wasserkraftkapazitäten weltweit am stärksten ausgebaut haben⁸.

Wenn es um die Ausnutzung des Wasserkraftpotenzials geht, sind es einige der elektrizitätsärmsten Länder der Welt, die gleichzeitig auch das am geringsten ausgenutzte Wasserkraftpotenzial besitzen²⁹. Äthiopien, dessen Elektrifizierungsrate 2009 noch gerade einmal 15 Prozent (ländlich sogar nur 1 Prozent) betrug³⁰, will mit einem Mega-Staudamm den Sprung zum Industriestaat schaffen. 100 Prozent Elektrifizierung mit Erneuerbaren Energien will das Land in zehn Jahren erreichen. Ein ambitioniertes Ziel für das Entwicklungsland. Doch zusammen mit GERD neben Geothermie, Wind- und Solarenergie sowie der bereits zu 90 Prozent aus Wasserkraft bestehenden Stromerzeugung soll es erreicht werden. GERD steht für Great Ethiopian Renaissance Dam und ist eine fast 150 Meter hohe und 1.780 Meter lange Betonmauer, die den Nil stauen soll, um das Wasser bei Bedarf in ein Wasserkraftwerk einfließen zu lassen. 6.000 MW soll das Kraftwerk erzeugen. Der Wert ist allerdings nur unter optimalen Wetterbedingungen während starker Regenzeiten zu erreichen. Womit wir bei den Schwachstellen des Projektes sowie der Strategie der Regierung angelangt sind: Ein zu starker Fokus auf Wasserkraft macht die Stromversorgung des Landes stark wetterabhängig und Blackout-anfällig. Ein weiterer Dämpfer für das Superprojekt sind geopolitische Spannungen mit Ländern, die stromabwärts am Nil liegen. Ägypten und der Sudan würden mit Inbetriebnahme des Staudamms nur noch eingeschränkt mit Nilwasser versorgt werden. Denn um den Stausee zu füllen, müsste der Nil beinahe ein ganzes Jahr gestaut werden, im schlechtesten Fall sogar über drei Jahre lang. Das würde ein Viertel weniger Wasser für die Nilanrainer flussabwärts bedeuten. Internationale Geldgeber halten sich zurück, weil sie sich in den Konflikt nicht einmischen möchten. Das ist eine weitere Hürde für das Projekt, denn die anfänglich angesetzten 4,8 Milliarden Dollar werden Experten zufolge nicht ausreichen. Der Staat ist daher intensiv auf der Suche nach neuen Investoren, während sich aktuelle Investoren bereits Sorgen machen, ob sie ihr Geld überhaupt wiedersehen werden³¹.

Doch warum groß und kompliziert, wenn es auch anders geht. Ohne benötigte Riesendämme und mit geringen Anforderungen an Wassertiefe und Stromgeschwindigkeit sind innovative Kleinwasserkraftanlagen besonders vielversprechend. Diesbezüglich sind weltweit lediglich 43 Prozent (75 GW) des verfügbaren Potenzials ausgeschöpft³². Eine Studie der United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) und des International Center on Small Hydro Power (ICSHP) zeigt, in welchen Ländern noch viel ungenutztes Potenzial für Kleinwasserkraftwerke schlummert (dargestellt in Tabelle 3). Viele der Länder fördern bereits den Ausbau von Wasserkraft in ihrem Land durch Einspeisevergütung, Umsatzsteuernachlass, Nettomessung, Ausschreibungen, Steueranrechnung etc. oder erfahren Unterstützung von nationalen und internationalen Organisationen wie der World Bank Group.

Land	Genutztes Potenzial	Gesamtes Potenzial [in GW]
Äthiopien	0 %	1,50
Kenia	1 %	3,00
Türkei	3 %	6,50
Südkorea	4 %	1,50
Nepal	5 %	1,43
Indonesien	8 %	1,27
Griechenland	10 %	2,00
Philippinen	13 %	1,88
Chile	18 %	9,39
Indien	21 %	15,00
Mexico	25 %	3,25
Vietnam	28 %	2,20
Japan	34 %	10,27
Italien	39 %	7,00
China	58 %	63,43

Tabelle 3: Genutztes und gesamtes Potenzial für Kleinwasserkraftwerke in ausgewählten Ländern 32

Einfach zu montierende schwimmende Kleinstwasserkraftwerke, die auch in kleineren Flüssen einsetzbar sind, sollen das ungenutzte Potenzial nun in Strom umwandeln. Das peruanische Dorf Marisol macht es seit 2011 vor. Mitten im Regenwald schwimmt dort eine – oben schon erwähnte – Smart-Hydro-Turbine der deutschen Firma Smart Hydro Power GmbH. Mindestvoraussetzung ist ein Fluss von ca. 2 m Tiefe und 2 m Breite sowie eine Fließgeschwindigkeit von 1 bis 3,5 Meter pro Sekunde. 1 bis 5 kWh Strom lassen sich somit maximal mit einer der Turbinen generieren, was in Entwicklungsländern für die Elektrifizierung eines ganzen Dorfs ausreicht. Smart-Hydro-Turbinen machen dort das weitere Betreiben von Dieselgeneratoren überflüssig und stellen sie betriebswirtschaftlich in den Schatten. Während die Gestehungskosten für eine Kilowattstunde eines Dieselgenerators 22 bis 41 Eurocent betragen, kommt der schwimmende Generator auf 8 Eurocent unter optimalen Bedingungen bei einer Amortisationszeit von drei Jahren in Südamerika²⁶.

Ausblick

Die Wasserkraftindustrie ist im Wandel. Erscheinungsformen des Klimawandels wie erhöhter Schmelzwasserabfluss und wechselhafte Regenfälle prägten das Jahr 2015. Solche klimabezogenen Risiken treiben Investitionen in die Modifikation existierender sowie neuer Wasserkraftanlagen voran. Daneben sorgt die immer größer werdende Menge unsteter Erneuerbarer Energien für verstärkten Fokus auf Pumpspeichersysteme sowie Kombinationen von Wasserkraftanlagen mit Solar- und Windkraftanlagen, um eine effiziente Nutzung variabler Ressourcen zu gewährleisten⁸.

Was die Meeresenergie angeht, war 2015 wie auch schon die Jahre zuvor dominiert von Demonstrationsprojekten. Das betrifft vor allem Gezeitenkraftwerke sowie Wellenenergieumwandlungsanlagen⁸. Während sich also die meisten Projekte noch in der Entwicklungsphase befinden, ist Schottland, das einen der wenigen geeigneten Standorte für solche Anlagen besitzt, einen Schritt weiter. Die in Edinburgh ansässige Firma Nova Innovation Ltd. installierte mit finanzieller Unterstützung der belgischen Firma ELSA vor der Küste Shetlands die laut eigenen Angaben weltweit erste voll funktionsfähige kommerzielle und an das nationale Stromnetz angeschlossene Reihe von Gezeitenkraftwerksturbinen. Jede der fünf Turbinen besitzt eine Leistung von 100 kW, wovon die zweite diesen Monat eingeschaltet wurde³³ (die erste im März dieses Jahres³⁴). Beide laufen mit einer Kapazität von 40 Prozent. Die Anlage stellt eine Ausnahme im Vergleich zu anderen Gezeitenkraftwerksprojekten dar, die im Normalfall aus einer einzigen großen Anlage bestehen und nicht wie in diesem Fall aus mehreren kleinen³³. Die Shetlandinseln befinden sich in besonders interessanter Lage für eine solche Technologie, da sie nicht an das Stromnetz Großbritanniens angeschlossen sind und den Großteil ihres Stroms von einem mit Diesel angetriebenen Kraftwerk erhalten³⁴. Schottland ist damit einen Schritt weiter auf dem Weg zu dem Ziel seiner Regierung, 100 Prozent erneuerbare Stromerzeugung bis 2020 zu erreichen³⁵.

Wasserkraft stellt eine wettbewerbsfähige regenerative Ressource dar, die international noch viel ungenutztes Potenzial aufweist. Laut der IEA (International Energy Agency) sollen sich die Wasserkraftkapazitäten bis 2050 sogar verdoppeln⁹. Besonders in Lateinamerika, Afrika und Asien bestehen gute Chancen für deutsche Anlagenhersteller und Planer, ihre Technik und ihr Know-how beim Ausbau der Wasserkraft einzubringen. Abbildung 10 zeigt die weltweiten Marktanteile nach angeforderten Kapazitäten (MW_e) von Wasserturbinen im Jahr 2013. 24 Prozent Marktanteil besitzen je ein deutsches (Voith) und ein US-amerikanisches (GE) Unternehmen. Das österreichische Unternehmen Andritz besitzt 10 Prozent Marktanteil, die Firma Dongfang aus China 12 Prozent³⁶. In der Modernisierung, Erweiterung und Reaktivierung bestehender Anlagen stecken noch nicht ausgeschöpfte Möglichkeiten, wobei Kostensenkungspotenziale aufgrund der hohen Ausgereiftheit der Technologie eher begrenzt sind. Unausgereift sind dagegen noch Meeresenergietechnologien, die die USA nun mit einer finanziellen Förderung zur Erforschung und Entwicklung von Wellenund Gezeitenkraftwerken mit über 20 Millionen Dollar vorantreiben wollen³⁷.

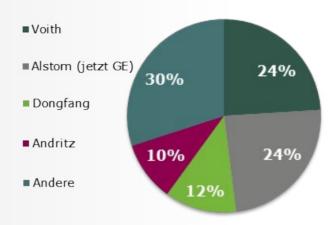


Abbildung 10: Marktanteile gemäß angeforderter Kapazitäten (MW_e) von Wasserturbinen im Jahr 2013³⁶

Auch im Hinblick auf einen Energiemix aus Erneuerbaren Energien spielt Wasserkraft eine bedeutende Rolle, da sie in der Lage ist, Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, die die zunehmende Nutzung von variabler Sonnen- und Windenergie mit sich bringt. Einen Ansatz hierzu bietet das zwischen Deutschland und Norwegen geschlossene Abkommen zum Ausgleich der Stromschwankungen (Proiekt NordLink), wonach im Bedarfsfall das jeweils andere Land mit der Einspeisung von Solar- und Windenergie bzw. Energie aus Wasserkraft unterstützt wird. Dafür soll bis 2020 ein 623 km langes

Unterseekabel mit einer Leistung von 1,4 GW von Tonstad in Norwegen bis nach Wilster in Schleswig-Holstein verlegt werden³⁸. Das ähnliche Projekt NorGer sollte schon bis 2015 fertiggestellt sein und diese Kapazität verdoppeln, indem ein weiteres Seekabel von Norwegen nach Niedersachsen verlegt wird. Warum NordLink und nicht NorGer realisiert wird, ist unklar, ebenso warum NorGer auf einen unbestimmten Zeitpunkt verschoben wurde³⁹. Zwischen Holland und Norwegen besteht ein solches Kabel (580 km lang, 700 MW Übertragungskapazität) bereits und sorgt seit 2008 für Netzstabilität in beiden Ländern⁴⁰. Ein weiterer Ansatz ist der Energiespeicher Riedl, ein unterirdisches Pumpkraftwerk mit einer Leistung von 300 MW im Grenzgebiet zwischen Bayern und Oberösterreich, das Mitte 2018 in Betrieb gehen soll und sich aktuell im Planfeststellungsverfahren befindet⁴¹.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 06 E-Mail: kai.imolauer@roedl.com





solar panel

conservation

Erneuerbare-Energien-Gesetz: die Novelle 2017

von Lukas Kostrach

wind proposer of the Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) beschlossen. Anfänglich hatte der Gesetzgeber Neuerungen beim Ausschreibungsverfahren angekündigt, die das EEG 2014 nur punktuell ändern sollten. Der Blick in das jüngst verabschiedete EEG 2017 zeigt aber, dass es bei Weitem nicht allein bei dieser anfänglichen Intention geblieben ist. Es sind zahlreiche weitere Neuerungen in das gegangen, die keinen Bezug zum Ausschreibungsmodell haben, aber

Gesetz eingegangen, die keinen Bezug zum Ausschreibungsmodell haben, aber gleichwohl eine große Praxisrelevanz aufweisen.

Umstellung auf Ausschreibungsverfahren

Eine der wichtigsten Änderungen im Rahmen des EEG 2017 ist der Übergang von der staatlich festgelegten EEG-Vergütung zu wettbewerblichen Ausschreibungsver-fahren, um die Förderungen für Strom aus Windkraft, Solarenergie und Biomasse zu ermitteln. Gleichzeitig regelt die Novelle aber auch weitreichende Ausnahmen von diesem Grundsatz, die insbesondere für jene kleinen Marktakteure von Bedeutung sind, die sich den vorgesehenen Ausschreibungsverfahren nicht stellen wollen: Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW wird weiterhin nach den bisherigen Grundsätzen (geförderte Direktvermarktung) vergütet (Bagatellgrenze). Für Biomasseanlagen gilt eine Ausschreibungsgrenze von 150 kW. Strom aus Wasserkraft und Geothermie hingegen unterliegt auch zukünftig nicht dem neuen Ausschreibungssystem.

Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften

Im Zusammenhang mit den geplanten Ausschreibungsverfahren für Strom aus Windenergieanlagen erfahren Bürgerenergiegesellschaften gewisse Erleichterungen, die es ermöglichen sollen, dass z. B. lokale Genossenschaften und Kommunen die Energiewende mitgestalten. Voraussetzung für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist insoweit, dass die Gemeinde, in deren Gebiet ein Projekt realisiert werden soll, zu mindestens 10 Prozent an diesem Projekt beteiligt ist bzw. die Möglichkeit zur Beteiligung erhalten hat. Für die Bürgerenergiegesellschaft gilt dann unabhängig von ihrem eigenen Gebot der höchste noch bezuschlagte Wert als maßgeblich (für bis zu sechs Windenergieanlagen bzw. 18 MW Leistung).

Flächenkulisse Photovoltaik

Die Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), die Ausschreibungen für Strom aus Freiflächenphotovoltaikanlagen noch bis Ende 2017 vorsieht, tritt zu Beginn des Jahres 2017 außer Kraft. Ab diesem Zeitpunkt erfolgen die Ausschreibungen nach den Vorschriften des EEG 2017, das zusätzlich zur bisherigen Flächenkulisse die Vergütungsfähigkeit von Strom aus Photovoltaikanlagen auf Acker- und Grünflächen vorsieht. Erforderlich dafür ist jedoch, dass das jeweilige Bundesland eine entsprechende Verordnung erlässt. Es bleibt abzuwarten, welche Bundesländer von dieser Verordnungsermächtigung Gebrauch machen.

Mieterstrommodelle

Das EEG 2017 enthält zudem eine Verordnungsermächtigung zur Einführung von sogenannten "Mieterstrommodellen". Danach brauchen Betreiber von Photovoltaik-anlagen lediglich eine verringerte EEG-Umlage für ihren Strom zu zahlen, wenn der Strom im Zusammenhang mit einem Wohngebäude erzeugt und dort von Dritten verbraucht wird. Derartige Fälle der Drittbelieferung würden nach Erlass einer entsprechenden Verordnung den derzeit privilegierten Eigenversorgungsmodellen gleichgestellt.

Regionale Grünstromkennzeichnung

Neu ist auch die Möglichkeit, im Rahmen der Direktvermarktung eine regionale Grünstromkennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien vorzunehmen. So könnten Stromkunden künftig per Stromkennzeichnung Informationen darüber erhalten, ob der von ihnen gekaufte Strom aus Anlagen in ihrer Region stammt. Auch insoweit handelt es sich jedoch nur um eine Verordnungsermächtigung, die in das EEG 2017 Eingang gefunden hat. Fraglich ist, ob und gegebenenfalls wann hiervon Gebrauch gemacht werden wird.

Fazit

Das EEG 2017 enthält vielfältige Neuerungen, die teilweise eine große Praxisrele-vanz aufweisen. Die wesentlichste Neuerung ist die weitreichende Umstellung auf Ausschreibungsmodelle zur Ermittlung der Vergütung für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Das EEG 2017 bietet aber auch Chancen für die dezentrale Energieerzeugung etwa in Form von Mieterstrommodellen oder Regionalstrom. Die Realisierung dieser Chancen hängt in erster Linie davon ab, ob die erforderlichen Rechtsgrundlagen (Verordnungen) geschaffen werden. Falls ja, werden sich den Marktakteuren neue Optionen und Geschäftsfelder eröffnen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Lukas Kostrach

Telefon: +49 (911) 91 93 - 35 72 E-Mail: lukas.kostrach@roedl.com

Strukturierte Ausschreibung der Direktvermarktung

von Heike Viole und Niklas Thomas

Die Direktvermarktung ist seit der Novelle des EEG 2014 und damit seit nunmehr zwei Jahren in der Regel die verpflichtend vorgegebene Vermarktungsform für Strom aus Erneuerbaren Energien. Dieser Grundsatz wird auch mit dem zum Jahreswechsel in Kraft tretenden EEG 2017 keine Änderung erfahren. Mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung auch für KWK-Anlagen hat sich die Direktvermarktung endgültig als führendes

Instrument für die Vermarktung von dezentral erzeugtem Strom etabliert. Nach wie vor kann sich aber auch für Bestandsanlagen die Direktvermarktung lohnen.

Der Begriff der Direktvermarktung bezeichnet nach der Definition der EEG 2014 und 2017 grundsätzlich die Veräußerung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas an Dritte. Davon ausgenommen ist lediglich Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) geleitet wird. Diese "Arealversorgung" ist über das EEG nicht förderfähig. Neben der geförderten Direktvermarktung im sog. Marktprämienmodell kennen das EEG 2014 und das EEG 2017 auch noch die sonstige Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der Marktprämie, die in der Regel jedoch keine wirtschaftlich interessante Option darstellt. War die Möglichkeit zur Direktvermarktung im Rahmen des sog. "Grünstromprivilegs" im EEG 2014 – unter Vorsehung einer letztlich nicht umgesetzten Verordnungsermächtigung – entfallen, führt das EEG 2017 Regionalnachweise als eine neue Kennzeichnungsoption für in einem Umkreis von ca. 50 km um die EEG-Anlage via Direktvermarktung an Letztverbraucher gelieferten Strom ein. Anders als Herkunftsnachweise können diese Regionalnachweise auch zusätzlich zur Inanspruchnahme einer Förderung über die Marktprämie des EEG verwendet werden.

Nutzt man die regionale Vermarktungsmöglichkeit nicht, erfolgt die geförderte Direktvermarktung regelmäßig dergestalt, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom an ein Direktvermarktungsunternehmen verkauft, das wiederum den Strom in der Regel an der Strombörse EEX vermarktet und dafür vom Anlagenbetreiber ein Dienstleistungsentgelt erhält. Die Differenz zwischen dem an der Börse erreichten energieträgerspezifischen Monats-

marktwert und der EEG-Vergütung gleicht die vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlte Marktprämie aus, wobei es auch möglich ist, dass der Direktvermarkter die Marktprämienzahlung für den Anlagenbetreiber abwickelt.

Sofern die jeweilige Anlage der Ausschreibungspflicht unterfällt, wird der anzulegende Wert für die Marktprämie ab dem Jahr 2017 nicht mehr gesetzlich festgelegt, sondern im wettbewerblichen Verfahren von der Bundesnetzagentur ermittelt. Da für direktvermarktete Anlagen ein gegenüber der Einspeisevergütung höherer anzulegender Wert in Ansatz gebracht wird, lassen sich über die Direktvermarktung im Vergleich zur Einspeisevergütung höhere Erlöse erzielen.

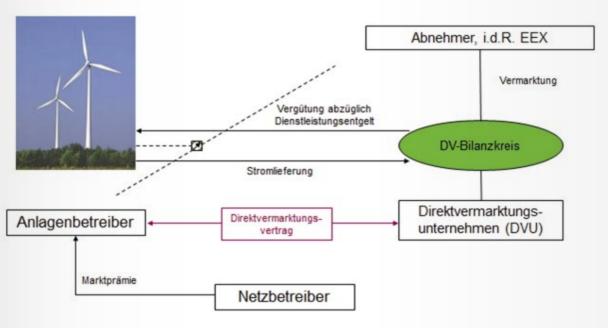


Abbildung 11: Leistungsbeziehungen im Direktvermarktungsvertrag 2017

Je nach vertraglicher Gestaltung kann der Anlagenbetreiber an den Vermarktungschancen (und -risiken) des Direktvermarktungsunternehmens partizipieren. Zudem besteht die Möglichkeit, die Anlagen – auch neben der Direktvermarktung – am Regelenergiemarkt teilnehmen zu lassen, um dort weitere Erlöse zu erzielen. Voraussetzung ist seit dem EEG 2014 jedoch u. a. die verpflichtende Fernsteuerbarkeit der Anlagen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.

Die Auswahl des zur eigenen Vermarktungs- und Risikostrategie passenden Direktvermarktungsunternehmens fällt nicht immer leicht. Empfehlenswert ist deshalb die Durchführung eines strukturierten Verfahrens, wobei unter Berücksichtigung der Anlagenspezifika und der gewünschten Angebotsparameter, z. B. Laufzeit und ob eine anteilige oder vollständige Direktvermarktung oder auch eine regionale Vermarktung gewünscht ist, mehrere Angebote am Markt eingeholt werden. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass der potenzielle Vertragspartner die im Falle eines Vertragsabschlusses zur Anwendung kommenden vertraglichen Regelungen vollständig zur Verfügung stellt, denn nicht selten fin-

den sich in den Verträgen Klauseln, die ein auf den ersten Blick preislich gutes Angebot bei näherer Betrachtung der sonstigen Konditionen weniger attraktiv erscheinen lassen. Insbesondere die Regelungen zur Vergütung im Falle der Fernsteuerung, zur Stellung von Sicherheiten sowie zu Zahlungszielen, aber auch vertragliche Pflichten des Anlagenbetreibers, Haftungsregelungen und Sonderkündigungsrechte sind in die Bewertung des Angebotes einzubeziehen. Die Wirtschaftlichkeit wird insbesondere auch von den Regelungen des jeweiligen Direktvermarktungsunternehmens hinsichtlich der Handhabung von Zeiten mit negativen Strompreisen (sog. "6-Stunden-Regel") beeinflusst. Hier gibt es seitens der verschiedenen Anbieter unterschiedlich strukturierte Absicherungsmöglichkeiten. Auch zeichnet sich im Markt aufgrund des hohen Wettbewerbsdrucks und der Entwicklung der Strompreise zunehmend die Tendenz ab, z. B. Individualbewertungen von Windparks vorzunehmen, was je nach Anbieter und dessen jeweiligen Portfolios auch zu stärker variierenden Direktvermarktungsentgelten führen kann. Teilweise wurden auch schon negative Entgelte gesichtet.

Auch lohnt sich regelmäßig die Verhandlung der angebotenen Verträge. Oftmals führt allein das Bewusstsein eines Anbieters darüber, dass er sich im Wettbewerb mit anderen Direktvermarktungsunternehmen befindet, zu verbesserten Konditionen. Zu beachten ist jedoch, dass in den letzten Jahren bereits eine Konsolidierung bei den Direktvermarktungsunternehmen stattgefunden hat und sich der anfangs noch stetige Rückgang bei den Dienstleistungsentgelten merklich eingebremst hat.

Fazit

Die geförderte Direktvermarktung bietet gegenüber der EEG-Einspeisevergütung nach wie vor zusätzliche Erlöschancen, die auch für Betreiber von Bestandsanlagen attraktiv sind. Mit der Durchführung eines strukturierten Angebotsverfahrens und einem Vergleich der

Angebote unter wirtschaftlichen und rechtlichen Gesichtspunkten können besonders gute Ergebnisse erzielt werden. Somit lässt sich die Zielrendite des Erzeugungsprojektes absichern.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland Heike Viole

Telefon: +49 (89) 92 87 80 - 36 0 E-Mail: heike.viole@roedl.com



Rödl & Partner Deutschland Niklas Thomas

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 26 E-Mail: niklas.thomas@roedl.com



Erneuerbare Energien international

Die Erneuerbaren Energien sorgen als Zukunftstechnologien nicht nur für wirtschaftliche Entwicklungschancen, sondern stehen auch für eine sichere und klimaschonende Energieversorgung.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien findet je nach der energiepolitischen Ausrichtung weltweit unter unterschiedlichsten Marktbedingungen statt. Gerade für Unternehmen, die sich das erste Mal einem neuen Markt nähern, erschweren zahlreiche offene rechtliche und steuerrechtliche Fragen den erfolgreichen Markteintritt. Das klassische Geschäftsmodell des IPP (Independent Power Producer), das sich in Europa dank der FiT-Regelungen schnell etabliert hatte, steht in neuen Märkten vor neuen Herausforderungen, zum Beispiel politischen und regulatorischen sowie Währungsrisiken und letztendlich der Frage der Finanzierung. Chance-Risiko-Verhältnis stimmt in vielen Fällen, ist aber natürlich für jedes Projekt zu separat bestimmen und nicht immer als "gerecht" zu werten. Eine detaillierte Analyse mit Know-how vor Ort ist unabdingbar. Mit unserem Themenspecial zu ausgewählten Märkten wollen unsere Experten aus den Niederlassungen vor Ort Ihnen Einblicke gewähren, die Ihnen eine Entscheidung erleichtern, wo der Aufwand eines "going abroad" bestens angelegt ist.

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum » Themenspecial Erneuerbare Energien international

100% Erneuerbare Energien in den USA – ist das möglich?

von Dr. Ullrich Kämmerer

Dieser Aufsatz stellt den Auftakt zu einer Reihe von Beiträgen dar, die das Thema Erneuerbare Energien in den USA näher beleuchten sollen. In den letzten Jahren hat sich in diesem Bereich eine Menge getan. Neben neuen Regelungen und Abkommen auf Bundesebene gibt es eine Vielzahl von Plänen und bereits realisierten Projekten in den einzelnen Bundesstaaten. Dadurch ergeben sich auch Marktchancen für deutsche Unternehmen. Zu Beginn möchten wir einen Überblick über das Potenzial für die Erzeugung Er-

Beginn möchten wir einen Überblick über das Potenzial für die Erzeugung Erneuerbarer Energien in den USA vor dem Hintergrund der Größe und Vielfalt des Landes geben. Darauf folgt eine Darstellung der politischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf Erneuerbare Energien. Weitere Beiträge werden insbesondere die Situation in einzelnen Bundesstaaten behandeln.

Island als Vorbild?

Um sich einer Antwort auf die im Titel gestellte Frage zu nähern, lohnt es sich aus Sicht der USA, zunächst einen Blick über den "großen Teich" nach Island zu werfen. Der Inselstaat ist Vorreiter in Sachen Erneuerbare Energien, ihr Anteil an der Energieproduktion beträgt rund 85 Prozent. Den darüber hinaus erforderlichen Energiebedarf deckt Island (noch) mit fossilen Brennstoffen – im Wesentlichen im Transportsektor. Ist eine solche Entwicklung auch in den USA denkbar, wo der Anteil der Erneuerbaren Energien 2015 rund 13 Prozent betragen hat? Wäre es sogar möglich, vollständig auf Erneuerbare Energien umzusteigen? Zwei eingangs erwähnte Aspekte möchten wir dahingehend näher untersuchen. Welches Potenzial für die Erzeugung von Erneuerbaren Energien ist in den USA hinsichtlich der geologischen, klimatischen und geografischen Gegebenheiten vorhanden? Zu berücksichtigen ist hierbei die Größe des Landes sowie damit verbundene Transportprobleme bzw. -kosten für die erzeugte Energie. Zudem werden wir darstellen, wie es um die politischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Förderung und Nutzung der Erneuerbaren Energien steht.

Grundvoraussetzungen für die Nutzung von Erneuerbaren Energien in den USA

Um das Potenzial für die Erzeugung von Erneuerbaren Energien näher zu untersuchen, wird das Territorium der USA (ohne Alaska und nicht zum Festland gehörende Gebiete) in vier Regionen aufgeteilt.

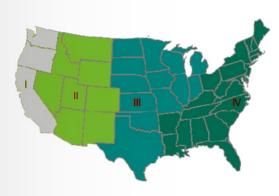


Abbildung 12: Vier Regionen der USA

Das Rocky Mountain Institute, eine Nichtregierungsorganisation mit dem Ziel, die nachhaltige Nutzung von Ressourcen zu fördern, hat unter Berufung auf Studien namhafter Institutionen wie dem MIT (Massachusetts Institute of Technology) das Potenzial für die Erzeugung Erneuerbarer Energien in den USA untersucht. Als Ergebnis ist festzuhalten, dass das Potenzial Erneuerbarer Energien die von der U.S. Energy Information Administration für das Jahr 2040 prognostizierte Menge an produziertem Strom in den USA um ein Vielfaches übertrifft. Der prognostizierten produzierten Strommen-

ge von 5.060 TWh pro Jahr steht ein Potenzial von 146.854 TWh pro Jahr gegenüber.

Dabei ist hervorzuheben, dass in allen vier Regionen der USA das Potenzial vorhanden ist, den Bedarf durch Erneuerbare Energien um ein Mehrfaches abzudecken. Diese Feststellung ist vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass eine Konzentration in einer Region zu möglicherweise unüberwindbaren Transportproblemen und hohen Transportkosten für die Energie führen könnte.

Auf die Regionen verteilen sich die für das Jahr 2040 prognostizierte Stromerzeugung und das Potenzial wie folgt:

Region	Erzeugung in TWh	Erzeugung in %	Potenzial in TWh	Potenzial in %
l (u.a. Washington, Oregon und Kalifornien)	592	11,7	16.190	11,7
II (Arizona, Colorado und New Mexico)	405	8,0	62.081	42,2
III (u.a. Texas, Kansas, North Dakota und South Dakota)	1.412	27,9	51.330	34,9
IV (Georgia, Tennessee und New York)	2.651	52,4	17.253	11,2
Summe	5.060	100,0	146.854	100,0

Tabelle 4: Stromerzeugung im Jahr 2040 und Potenzial

In Region II hat die Geothermie mit einem Anteil von fast 50 Prozent das größte Potenzial, gefolgt von Solarenergie und Onshore-Windenergie. Region III hat das größte Potenzial im Bereich der Onshore-Windenergie, gefolgt von Geothermie und Solarenergie. Die Regionen I und IV ähneln sich mit dem größten Potenzial für Offshore-Windenergie und Geothermie, gefolgt von der Solarenergie.

Dass das vorhandene Potenzial der Erneuerbaren Energien erkannt und vor dem Hintergrund der noch zu erläuternden politischen Rahmenbedingungen auch genutzt werden soll, ergibt sich aus Prognosen der U.S. Energy Information Administration. Die Entwicklung des Anteils der Erneuerbaren Energien und anderer Energieträger am produzierten Strom bis zum Jahr 2040 gibt folgende Tabelle wieder.

	2015 TWh	2020 TWh	2025 TWh	2030 TWh	2035 TWh	2040 TWh
EE	546	836	1.015	1.088	1.238	1.374
Kohle	1.354	1.388	1.179	972	962	918
Öl	26	15	13	11	10	9
Kernkraft	798	777	789	789	789	789
Gas	1.348	1.201	1.396	1.702	1.768	1.942
Andere	18	27	28	28	28	28
Summe	4.090	4.244	4.420	4.590	4.795	5.060

Tabelle 5: Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien (EE) und fossile Energieträger

Bis zum Jahr 2025 wird damit ein Anstieg der Produktion bei den Erneuerbaren Energien um rd. 86 Prozent und bis zum Jahr 2040 dann nochmals um rd. 35 Prozent prognostiziert. Auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bei längeren Prognosezeiträumen die Unsicherheiten zunehmen, ist hier doch ein Trend klar erkennbar: eine Abnahme der Nutzung von Kohle und Öl sowie ein starker Anstieg bei den Erneuerbaren Energien.

Politische Rahmenbedingungen

Wie sieht es nun mit den politischen Rahmenbedingungen für die Förderung und Nutzung der Erneuerbaren Energien in den USA aus? Seit dem am 11. Dezember 1997 unterzeichneten und am 16. Februar 2005 in Kraft getretenen Kyoto-Protokoll, das die USA als einziges Land nicht ratifiziert haben, hat sich einiges getan. Als Meilensteine sind der American Recovery and Reinvestment Act von 2009, der Clean Power Plan von 2015 sowie die Absichtserklärung der NAFTA-Staaten USA, Kanada und Mexiko vom Juni dieses Jahres anzusehen. Die NAFTA-Staaten haben sich darauf geeinigt, bis zum Jahr 2025 50 Prozent der Energieerzeugung mit Erneuerbaren Energien zu bestreiten. Es handelt sich sicherlich um ambitionierte Ziele und noch ist unklar, welche Absichten die neue US-Regierung im Hinblick auf Erneuerbare Energien letztendlich verfolgen wird. Dennoch wird die angestoßene Entwicklung nicht völlig rückgängig gemacht werden können und die Nutzung von Erneuerbaren Energien wird auch in den USA voranschreiten. Gehemmt werden kann diese Entwicklung wie in anderen Ländern auch vor allem durch die vermeintlich geringeren Gestehungskosten bei den fossilen Energieträgern und dem damit verbundenen Widerwillen der Bevölkerung, einen höheren Preis für Energie zu bezahlen, solange günstigere verfügbar ist.

Chancen für deutsche Unternehmen:

Angesichts des vorhandenen Potenzials für Erneuerbare Energien wird deutlich, dass die Möglichkeiten für deutsche Unternehmen in den USA unter anderem aufgrund des Erfahrungsvorsprungs groß sind. Sicherlich haben Unternehmen aus der Branche in den vergangenen Jahren und auch in jüngster Zeit Rückschläge hinnehmen müssen. Zukünftig wird jedoch auch unter Berücksichtigung von Prognosen der US-Behörden die Nutzung von Erneuerbaren Energien einen immer größeren Anteil an der Energieversorgung haben. Marktchancen ergeben sich vor allem in den Segmenten Geothermie, Wind- und Solarenergie. Deutsche Unternehmen sind bereits äußerst erfolgreich in den USA tätig und decken mit Projektentwicklung/Realisierung. Services und Energiehandel wesentliche Teile der Wertschöpfungskette bei den regenerativen Energien ab. Der Markteinstieg in den USA ist sorgfältig zu planen. Unter anderem aufgrund der Tatsache, dass man es mit 50 Bundesstaaten zu tun hat, gibt es hier keine Standardlösung. Schon hinsichtlich staatlicher Förderungen sieht man sich einer Vielzahl von Programmen auf Bundesebene und Bundesstaatenebene gegenüber. Neben Steuervergünstigungen auf Bundesebene ("tax credits") sei als Beispiel für eine Förderung auf Bundesstaatenebene das Programm "Tax Exemption for Large-Scale Renewable Energy Projects" in Kentucky genannt. Im Rahmen dieses Programms können bis zu 100 Prozent der gezahlten Umsatzsteuer ("Sales and Use Tax") bei der Verwirklichung eines Projekts erstattet werden.

Fazit

Die im Titel gestellte Frage kann nach den obigen Ausführungen eindeutig mit ja beantwortet werden. Aufgrund des in den USA vorhandenen Potenzials für Erneuerbare Energien ist es ohne Weiteres möglich, die Energieversorgung mit fossilen Brennstoffen vollständig einzustellen. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass in den USA ein Umdenken stattfindet und die Umstellung auf Erneuerbare Energien Fahrt aufnimmt. Diese Entwicklung dürfte auch durch die neue Regierung allenfalls zu bremsen, aber nicht mehr aufzuhalten sein, wobei eine vollständige Versorgung mit Erneuerbaren Energien zwar wünschenswert, aber sicher-

lich noch lange auf sich warten lassen wird. In jedem Fall sind Markchancen für deutsche Unternehmen schon jetzt vorhanden. Der Markteinstieg muss aber sorgfältig geplant werden.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner USA Dr. Ullrich Kämmerer

Telefon: +1 (404) 5 86 - 34 64 E-Mail: ullrich.kaemmerer@roedlusa.com

Erneuerbare Energien in Spanien

von Christoph Himmelskamp

Durch das im Jahre 2012 erfolgte Moratorium erlitt Spanien als einer der größten europäischen Erneuerbare-Energien-Märkte einen beispiellosen Investitionsstopp. Die rückwirkenden Tarifkürzungen hatten zudem das Vertrauen der Märkte in die Rechtssicherheit Spaniens erschüttert, wovon sich das Land nun langsam erholt hat. Viele angelsächsische und auch deutsche Investoren haben in den letzten zwölf Monaten zum Teil erheblich in

bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen in Spanien investiert in der Hoffnung, dass es nicht zu einer erneuten Kürzung der Tarife kommt. Neue geförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen werden aufgrund des Moratoriums nicht mehr errichtet. Grid-Parity-Windkraftanlagen sind bereits im Markt angekommen und -Photovoltaikanlagen kurz vor dem Markteintritt. Eigenverbrauchsanlagen sind aufgrund der unsicheren politischen Lage nur vereinzelt zu finden.

Politische Lage

Seit 2009 verfolgt die spanische Regierung eine Energiepolitik im Sinne der Nachhaltigkeit: Estrategía de Economía Sostenible. Den Fokus richtet das für Spaniens Energiepolitik zuständige Ministerium für Industrie, Energie und Tourismus vor allem auf die Erneuerbaren Energien sowie auf Fragen der Energieeffizienz und der Energieeinsparung. Den Ausbau der Erneuerbare-Energien-Branche förderte der Staat vor allem mit hohen Subventionen: Allein von 2005 bis 2013 stiegen die jährlichen Zuschüsse um über 800 Prozent auf einen Gesamtbetrag von 50,3 Mrd. Euro⁴² zwischen 1998 und 2013. Problematisch an diesen staatlich zugesagten und z. T. großzügigen Subventionszahlungen war, dass deren Umlagenfinanzierung vonseiten der Endverbraucher nicht konsequent umgesetzt wurde und schlussendlich der Staatshaushalt für das sog. Tarifdefizit haftete.

Vor diesem Hintergrund und im Zusammenhang mit der aktuellen Wirtschaftskrise stand die spanische Regierung vor der Verabschiedung einer Reihe neuer Gesetze, um Investitionen innerhalb der Erneuerbare-Energien-Branche neu zu regeln. So genehmigte das spanische Parlament 2013 ein Gesetz zur Kürzung der Subventionen für alternative Energien sowie für die Erhebung von Steuern auf erneuerbare Energieerzeugnisse. Anfang Juni 2014 billigte die Regierung den Erlass eines Gesetzes, das laut Ministerium für Industrie, Energie und

Tourismus allein für das Jahr 2014 Prämienkürzungen im EE-Sektor in Höhe von 1,37 Mrd. Euro vorsah⁴³. Diese Entwicklung ließ insgesamt einen Rückzug der spanischen Regierung aus ihrer bis dahin großzügigen Subventionspolitik erkennen und führte in der Folge zur Verunsicherung inländischer und vor allem ausländischer Investoren.

Dennoch wird eine Energiepolitik im Sinne der Nachhaltigkeit und damit pro Erneuerbaren Energien für Spanien interessant bleiben, was unter anderem an der geringen Zahl fossiler Energieressourcen und der damit verbundenen Abhängigkeit von Energieimporten liegen mag. Im Juli 2016 stammten 48,6 Prozent des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen⁴⁴, wobei Windenergie, wie schon im vorangehenden Jahr, mit 22,5 Prozent führend war⁴⁵.

Fördersysteme für Altanlagen

Die Feed-in-Tarife (FiT) wurden per RDL 9/2013 für alle Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Wirkung ab dem 13. Juli 2013 abgeschafft. An deren Stelle tritt eine Zuzahlung, die der Erzeuger von der CNMC (Comision Nacional de los Mercados y la Competencia) zuzüglich zum Marktpreis für den erzeugten Strom erhält, um die anfänglichen Investitionen zu decken, die eine "effiziente und gut geleitete" Gesellschaft mit dem Verkauf des Stroms während der Betriebslaufzeit nicht hereinholen würde.

Das neue Vergütungssystem soll einen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieerzeugern ermöglichen, wobei eine Standardanlage eine vernünftige Rentabilität zugesichert bekommt, ohne dass der gesetzlich festgelegte Rahmen überschritten werden darf. Bestimmte Investitionen innerhalb eines festgelegten Zeitraums dürfen ausnahmsweise erhöhte Zuschüsse erhalten, wenn sie zu einer nennenswerten Reduzierung der Systemkosten auf den Inseln oder dem Festland Spaniens beitragen.

Als "vernünftige Rentabilität" gilt eine Anlagenrentabilität vor Steuern, die den spanischen 10-jährigen Staatsanleihen auf dem Sekundärmarkt zuzüglich eines Spreads entspricht. Der Spread beträgt für Anlagen, die zum 13. Juli 2013 Anspruch auf einen Tarif hatten, 300 Basispunkte (ca. 7,5 Prozent). Die Parameter der Vergütungen können alle sechs Jahre überprüft werden, d. h., die nächste Prüfung der Rendite wird im Jahre 2019 stattfinden. Sollten die zehnjährigen Staatsanleihen dann unter 4,5 Prozent liegen (zurzeit 1,5 Prozent), kann die spanische Regierung die Rentabilität entsprechend nach unten anpassen.

Weitere Förderungen sind derzeit nicht vorgesehen. Insbesondere Steuervorteile für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind bereits seit Jahren ausgelaufen und werden wohl auch keine Neuauflage erfahren.

Investitionsmöglichkeiten

Die seit 2012 bestehende Rechtssicherheit bei den Altanlagen hat dazu geführt, dass der Sekundärmarkt (secondary market) nach Jahren der Unsicherheit wieder zu alter Stärke erwachsen ist und nationale wie internationale Investoren Anlagen aller Größen kaufen. Gesucht sind nicht nur "Schnäppchen" aus Insolvenzen oder Notverkäufen, sondern auch großkalibrige, sehr gut performende Anlagen. Der Markt ist mittlerweile ein Verkäufermarkt geworden, was zu einer Erholung der Verkaufspreise geführt hat.

Eigenverbrauch

Die im Oktober 2015 erlassene Verordnung (Real Decreto 900/2015), die den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom in Spanien regelt, hat viele Unsicherheiten beseitigt, die seit der Verabschiedung des Gesetzes zur Reform des Energiemarktes (Ley 24/2013 del Sector Eléctrico) im Dezember 2013 bestanden, nachdem zwischenzeitlich eine gültige Regulierung gefehlt hatte.

Die Eigenverbraucher sind nach dieser Verordnung nun berechtigt, den über ihren Eigenbedarf hinaus produzierten Strom zu Marktpreisen zu verkaufen. Das gilt jedoch nur für die Anlagen, deren installierter Nennwert über 100 kW_p liegt. Für die Besitzer von "kleineren Anlagen" bedeutet das einen erheblichen Nachteil, da sie für den eingespeisten Strom keine Vergütung erhalten und ihn quasi verschenken.

Das Real Decreto sieht für die Besitzer von Eigenverbrauchsanlagen zusätzliche Abgaben vor. Diese setzen sich aus einer einmalig erhobenen Gebühr, die sich nach der installierten Nennleistung der Photovoltaikanlage bemisst (ca. 9–15 €/kW), und der tatsächlich erzeugten Energiemenge (ca. 0,05–0,07 kW/h) zusammen. Ausgenommen von der Zusatzabgabenregelung sind Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität unter 10 kW_p. Das Gleiche gilt für Anlagen, die auf spanischen Inseln errichtet wurden bzw. errichtet werden⁴⁶. Unabhängig von der Kapazität der Anlage sind alle Eigenverbraucher verpflichtet, sich in das sog. "Registro de Productores de Electricidad" (Stromproduzentenregister) eintragen zu lassen.

Von Dezember 2015 bis in den Oktober 2016 hinein war Spanien Regierung; auch die zweiten durchgeführten Wahlen hatten keine klare Mehrheit hervorgebracht. Alle Parteien außer der kommissarisch regierenden Partei PP haben in ihren Wahlprogrammen die Neuregulierung des Eigenverbrauches versprochen. Insofern hätte ein Regierungswechsel auch zu einer Neuregelung des Eigenverbrauchs führen können.

Chancen

Auch wenn nun die konservative Partei PP eine Minderheitsregierung bildet, bleibt Spanien für ausländische Investoren weiterhin sehr interessant, da die Wirtschaft wächst und unter anderem die Tourismusbranche boomt. Chancen bestehen bei Energieeffizienzvorhaben und Eigenverbrauchsanlagen, da beide Sektoren in Spanien noch sehr ausbaufähig sind. Rödl & Partner unterstützt gerne bei diesen Vorhaben und steht mit dem spanischen Team sehr gerne zur Ver-

fügung.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Spanien Christoph Himmelskamp

Telefon: +34 (93) 2 38 - 39 70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es

Frankreich auf dem Weg zur Energiewende

von Nicola Lohrey

Es ist so weit! Nach dem Inkrafttreten des Energiewendegesetzes für grünes Wachstum ("Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte") am 19. August 2015 hat die Regierung am 27. und 28. Mai 2016 endlich vier erwartete Verordnungen⁴⁷ zur Umsetzung des Gesetzes veröffentlicht.

Die allgemeine Zielsetzung des Energiewendegesetzes

Ziel des Gesetzes soll insbesondere die Reduzierung der energiepolitischen Abhängigkeiten durch einen besseren Energiemix mittels eines verstärkten Einsatzes von Erneuerbaren Energien sein⁴⁸. Insbesondere was den Anteil der Erneuerbaren Energien am Energiemix betrifft, der 2014 14,3 Prozent⁴⁹ und 2015 18,7 Prozent⁵⁰ betrug, ist eine Anhebung auf mindestens 23 Prozent bis 2020⁵¹ und mindestens 32 Prozent bis 2030⁵² vorgesehen.

Im Vergleich hierzu fällt ein Bericht der ADEME ("Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie", "Agentur für Umwelt und Energiewirtschaft", eine vom Staat finanzierte öffentliche Einrichtung, deren Arbeit von den französischen Ministerien überwacht wird) noch optimistischer aus⁵³. Der Bericht zeigt in der Tat Möglichkeiten auf, wie eine Stromproduktion in Frankreich im Jahr 2050 zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien machbar wäre. Die Regierung stellt hingegen auf einen Anteil von nur 40 Prozent im Jahr 2050 ab.

Fokus Erneuerbare Energien

Sukzessiver Übergang zum Direktvermarktungsmodell

Das Gesetz vom 17. August 2015 zielt darauf ab, den bisherigen Förderungsmechanismus (garantierte Einspeisevergütung) schrittweise durch ein Direktvermarktungsmodell mit einer gleitenden Marktprämie ("complément de rémunération") zu ersetzen. Konkret bedeutet das, dass die von der Direktvermarktung betroffenen Anlagenbetreiber den Strom direkt auf dem Strommarkt verkaufen und zusätzlich zu diesen Einnahmen eine gleitende Marktprämie erhalten können. Die gleitende Marktprämie soll den erzielten Marktpreis aufstocken.

Die vier Ende Mai 2016 veröffentlichten Verordnungen definieren die Anlagen, die Anspruch auf die gleitende Marktprämie haben, und präzisieren deren Anwendungsbedingungen. Nun fehlen nur noch einige energiespezifische Erlasse, die Hauptcharakteristika der Marktprämie sind nun aber bekannt.

Im Einzelnen sehen die Verordnungen die Koexistenz von zwei Vergütungsmechanismen vor:

- > einerseits eine gleitende Marktprämie ("complément de rémunération")
- > und andererseits einen festen Einspeisetarif ("tarif d'achat fixe").

Die Verordnungen führen auf, welche Erneuerbare-Energien-Anlagen genau nun ihren Strom unmittelbar vermarkten müssen und welche noch in die Gunst der Einspeisevergütung kommen können. Außerdem besteht für manche Erneuerbare-Energien-Anlagen anscheinend eine Wahl zwischen beiden Mechanismen, da sie sowohl in der Aufzählung der von der Einspeisevergütung betroffenen Anlagen als auch in der Aufzählung der von der Marktprämie betroffenen Anlagen genannt werden. Zusammenfassend ergibt sich Folgendes aus der aktuellen gesetzlichen Lage:

Anlagen nach Energiequelle	Einspeisetarif	Gleitende Marktprämie	Wahl
Wasserkraft	AL* ≤ 500 kW	AL ≤ 1 MW	AL ≤ 500 kW
Wind	on- und offshore ohne AL-Grenze	onshore ohne AL-Grenze	onshore ohne AL-Grenze
Photovoltaik	AL ≤ 100 kW nur durch öffentliche Aus- schreibungsverfahren		keine Wahl
Biogas	AL < 500 kW	500 kW ≤ AL ≤ 12 MW	keine Wahl
Kraft-Wärme- Kopplung	AL ≤ 300 kW	AL ≤ 1 MW	AL ≤ 300 kW

Tabelle 6: Wahlmöglichkeit nach Erneuerbare-Energien-Technologien zwischen Einspeisetarif und Marktprämie nach den Artikeln L.314-1, D.314-15, L.314-18 und D.314-23 des französischen Energiegesetzbuchs)

^{*} AL = Anschlussleistung

Die Übergangsanordnungen zur Einspeisevergütung bestimmen außerdem, dass alle Anlagenbetreiber, die noch vor Inkrafttreten der Verordnung Nr. 2016-691 (d.h. vor dem 30. Mai 2016) einen Antrag auf Einspeisevergütung gestellt haben, auch Anspruch darauf haben, womit jedoch die Verpflichtung einhergeht, die Anlage innerhalb einer bestimmten Frist (meistens 18 Monate) fertigzustellen.

Die gleitende Marktprämie ("complément de rémunération")

Die gleitende Marktprämie kann auf zwei Wegen zugewiesen werden:

- > entweder durch einen direkten Abnahmevertrag (über das sog. "guichet ouvert"-Verfahren) oder
- im Anschluss an ein öffentliches Ausschreibungsverfahren ("appel d'offres").

Die Marktprämie entspricht einer monatlichen Energieprämie, die jährlich im Nachhinein angepasst wird und die den Unterschied zwischen einer für jede Energieform festgelegten Vergütung und einem durchschnittlichen Börsenpreis für Strom ausgleichen soll, wozu eine sog. Managementprämie hinzugefügt wird, während die Kapazitätsgarantien⁵⁴ abgezogen werden.

Die Zuweisung der Marktprämie unterliegt der vorherigen Übergabe einer Konformitätsbescheinigung (Entwurf gibt Energieministerium vor) vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber, sowie mehreren Kontrollmechanismen: Die Anlagen, die Gegenstand eines Marktprämienvertrags sind, sind anlässlich ihrer Inbetriebnahme und auch danach regelmäßigen Kontrollen ausgesetzt, um zu prüfen, ob die Anlagen entsprechend den rechtlichen Bedingungen und dem Marktprämienvertrag errichtet wurden und laufen. Diese Kontrollen erfolgen auf Anfrage des Präfekten und auf Kosten des Anlagenbetreibers.

Direktvermarkter, die als natürliche oder juristische Personen auftreten, begleiten den Systemwechsel, um den von den Anlagen produzierten Strom für den jeweiligen Betreiber auf dem Strommarkt zu verkaufen.

Wind- sowie kleine PV-Anlagen sind zunächst von der zwangsweisen Direktvermarktung ausgeschlossen

PV-Anlagen können nur im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens in die Gunst der gleitenden Marktprämie kommen. In der Tat haben nun nur noch PV-Anlagen unter 100 kW Anspruch auf einen Einspeisetarif. PV-Anlagen zwischen 100 kW und 250 kW können durch ein vereinfachtes Ausschreibungsverfahren, Anlagen über 250 kW nur durch ein Regelausschreibungsverfahren einen Anspruch auf eine gleitende Marktprämie erhalten.

Betreiber von Onshore-Windanlagen haben überraschenderweise anscheinend freie Wahl zwischen Einspeisevergütung und Marktprämie, da Onshore-Windenergieanlagen sowohl in der Aufzählung der von der Einspeisevergütung betroffenen Anlagen als auch in der Aufzählung der von der Marktprämie betroffenen Anlagen erscheinen. Die aktuelle Gesetzeslage wirft also Fragen auf, da man nicht ganz sicher sein kann, ob die Direktvermarktung bei Windenergieanlagen zwingend anwendbar ist oder nicht. Vorerst sind laut der Generaldirektion für Energie und Klima beide Regelungen anwendbar; es ist jedoch fraglich, ob die Gerichte die Gesetzeslage ebenso auslegen werden.

Lockerung einschränkender Verwaltungsregeln

Das Energiewendegesetz und die Verordnungen beinhalten außerdem einige Bestimmungen im Sinne einer Verringerung verwaltungsrechtlicher Hürden. Die Schwellen für eine Genehmigungspflicht der Energieanlagen zum Beispiel werden erhöht und Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 50 MW sind bei den meisten Energietypen automatisch genehmigt – dies betrifft insbesondere PV- und Windanlagen bis zu 50 MW⁵⁵.

Auch zahlreiche andere Bestimmungen, die in dem vom Senat verabschiedeten Gesetzentwurf enthalten waren und die insbesondere für die Windbranche überaus schädlich gewesen wären, sind im endgültigen Gesetzestext nicht mehr enthalten, darunter die Vergrößerung des Mindestabstands zwischen einer Windenergieanlage und Wohnhäusern. Die Senatoren hatten vorgesehen, den Mindestabstand von 500 auf 1.000 Meter zu erhöhen. Die Prüfung des französischen Nationalen Instituts für geografische und forstbezogene Informationen ("Institut national de l'information géographique et forestière") im Februar 2015 zur "Berechnung von Gebietsbegrenzungen für die Errichtung von Windenergieanlagen", die am 14. April 2015 veröffentlicht wurde, hatte ergeben, dass die Anwendung der 1.000-Meter-Regel katastrophale Konsequenzen für das Flächenpotenzial und somit für die Windbranche gehabt hätte, weil im Rahmen der zu berücksichtigenden Flächenbestimmung weitaus weniger potenzielle Flächen hätten ausgewiesen werden können.

Letztendlich ist die 500-Meter-Regel in den Verordnungen und im Energiewendegesetz aufrechterhalten geblieben. Allerdings sind auf Grundlage der Umweltverträglichkeitsstudie orts- und projektbezogene Regelanpassungen möglich.

Weiterhin sieht das Energiewendegesetz eine Vereinfachung des Verwaltungsverfahrens insbesondere für Windprojekte vor. Bereits 2014 war der Versuch eines konzentrierten Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen als klassifizierte Anlagen gestartet worden. Im Rahmen des konzentrierten Genehmigungsverfahrens erhält der Antragsteller eine einzige Genehmigung, die alle für das Projekt notwendigen Genehmigungen enthält, insbesondere die Baugenehmigung und die Genehmigung für klassifizierte Anlagen. Artikel 145 des Energiewendegesetzes weitet das konzentrierte Genehmigungsverfahren nun landesweit aus, was zu einer Verminderung der Verwaltungskosten, einer Vereinfachung der notwendigen Vorstudien und einer Verkürzung der Fristen führen soll.

Daneben wird das CODOA ("Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat") definitiv aufge-hoben⁵⁶. Der Erhalt des CODOAs war bisher in den meisten Erneuerbare-Energien-Branchen eine unverzichtbare Bedingung, um einen Anspruch auf Abschluss eines Vertrags zum gesetzlichen Einspeisetarif zu haben. Nun genügt gemäß den Verordnungen von Mai 2016 ein vollständiger Antrag des Betreibers, um in die Gunst der Einspeisevergütung oder der Marktprämie zu kommen. Die Inbetriebnahme der Anlage mit Marktprämie setzt die Übergabe der vorgenannten Konformitätsbescheinigung vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber voraus. Die Bescheinigung gibt das Energieministerium vor. Bis zur endgültigen Übergabe kann aber der Anlagenbetreiber bestimmte Elemente seines Antrags noch ändern. Dazu kommt noch, dass der abgeschlossene Vertrag an einen anderen Betreiber abgetreten werden kann.

Bürgereinbindung durch finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten

Das Energiewendegesetz führt die Möglichkeit ein, Projekte mit Bürgerbeteiligung durchzuführen⁵⁷. Konkret werden Aktiengesellschaften, deren Ziel die Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien ist, Gesellschaftsanteile an Bürger (oder Gebietskörperschaften) abtreten können. Dieser Fördermechanismus stellt – wie in Deutschland festzustellen ist – durchaus ein geeignetes Mittel dar, um den Anteil der Erneuerbaren Energien zu erhöhen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Frankreich Nicola Lohrey

Telefon: +33 (1) 56 92 31 25 E-Mail: nicola.lohrey@roedl-avocats.fr



Die italienische Energiewende schreitet voran!

von Svenja Bartels

In den letzten Jahren hat sich Italien beim Ausbau von Erneuerbaren Energien enorm weiterentwickelt. Im weltweiten Vergleich des Verbrauchs der aus Erneuerbaren Energien gewonnenen Primärenergie 2014 belegt Italien Rang 6⁵⁸. Europaweit befindet sich Italien gleich hinter Deutschland auf Platz 2. Damit hat Italien seine EU-Einsparziele für 2020 bereits erreicht.

Erlass des neuen Dekrets zur Förderung von Erneuerbaren Energien (FER 2016)

Am 29. Juni 2016 ist ein neues Dekret zur Förderung von erneuerbaren Energiequellen in Italien in Kraft getreten. Für eine Förderung kommen alle Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (mit Ausnahme von Photovoltaik-Anlagen) in Betracht, auch Geothermie und Solarthermie. Insbesondere für Kleinanlagen will das neue Dekret finanzielle Anreize schaffen.

Der Anreizmechanismus des FER 2016 unterscheidet sich nur unwesentlich von jenem des letzten Ministerialdekrets vom 6. Juli 2012 (FER 2012). Folgendes ist unverändert geblieben:

- > das Vorsehen eines allumfassenden Tarifes
- > das CAP der durchschnittlichen jährlichen Förderungskosten mit 5,8 Milliarden Euro
- die Modalitäten des Zugangs zu den Anreizen (direkter Zugang, Eintragung in die Register, wettbewerbliche Verfahren der Versteigerungen)
- > differenzierte Kontingente förderungsfähiger Leistungen für die verschiedenen Arten von Erneuerbaren Energien

Das FER 2016 ist bis zum 31. Dezember 2016 in Kraft (bzw. bis 31. Dezember 2017 für Wind-kraftanlagen < 60 kW, Wasserkraftwerke < 250 kW mit bestimmten Charakteristika, Biomasseanlagen < 200 kW, Biogasanlagen < 100 kW, Solarthermie < 100 kW und einige andere Fälle) oder alternativ 30 Tage über das Datum hinaus, an dem die 5,8-Milliarden-Euro-Schwelle erreicht wird. Das Dekret regelt eine neue Berechnungsmethode der Förderungskosten, wonach die durchschnittlichen jährlichen Kosten derzeit niedriger sind als noch vor wenigen Monaten (5,4 Milliarden Euro am 31. Juli 2016), weshalb es nach den derzeitigen Szenarien wahrscheinlicher ist, dass das Dekret bis zum 31. Dezember 2017 in Kraft bleibt.

Welche Verfahren existieren für den Förderungszugang?

Anlagen mit Direktzugang oder Registerplatz nach dem FER 2016, die bis zum 30. Juni 2017 in Betrieb gehen, erhalten die Fördertarife des FER 2012, allerdings unter Anwendung der Zugangsvoraussetzungen des neuen Dekrets.

Für Anlagen ohne Direktzugang wird es zwei verschiedene Ausschreibungen geben: Großanlagen (> 5 MW) müssen an Versteigerungen teilnehmen, mittelgroße Anlage müssen einen Registerplatz beantragen. An den Versteigerungen können unter bestimmten Voraussetzungen auch Anlagen aus anderen EU-Ländern teilnehmen.

	Windkraftenergie onshore: 60 MW Wasserkraftenergie: 80 MW Geothermische Energie: 30 MW Biomasse und Biogas: 90 MW Meeresenergie: 6 MW Thermodynamische Sonnenenergienutzung: 20 MW
	Windkraftenergie onshore: 800 MW Windkraftenergie offshore: 30 MW Geothermische Energie: 20 MW Thermodynamische Sonnenenergienutzung: 100 MW Biomasse/Müll: 50 MW
Leistungsquoten, die infolge von Erneuerungen förderungs- fähig sind:	Windkraftenergie onshore: 40 MW Wasserkraftenergie: 30 MW Geothermische Energie: 20 MW

Tabelle 7: Verfahrensarten

Ausschreibung für die Eintragung ins Register

Übermittlung der Anträge: innerhalb von 60 Tagen nach Veröffentlichung der Ausschreibung

Veröffentlichung Rangliste GSE: innerhalb von 30 Tagen nach der Registerschließung Ausschreibung für die absteigende Versteigerung

Übermittlung der Anträge: innerhalb von 90 Tagen nach Veröffentlichung der Ausschreibung

Veröffentlichung Rangliste GSE: innerhalb von 30 Tagen nach dem Abschluss des Verfahrens

Abbildung 13: Ausschreibungsverfahren für Anlagen ohne Direktzugang

Erneuerbare Energien	Art	Leistung in kW		Förderungsfä- higer Basistarif
			Anlage in Jahren	€/MWh
		1 <p≤20< td=""><td>20</td><td>250</td></p≤20<>	20	250
		20 <p≤60< td=""><td>20</td><td>190</td></p≤60<>	20	190
	onshore	60 <p≤200< td=""><td>20</td><td>160</td></p≤200<>	20	160
Windkraftenergie	Onshore	200 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>140</td></p≤1.000<>	20	140
vviilukrantenergie		1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>130</td></p≤5.000<>	20	130
		P>5.000	20	110
	- 44-1	1 <p≤5.000< td=""><td>-</td><td>-</td></p≤5.000<>	-	-
	offshore	P>5.000	25	165
	:	1>P≤250	20	210
		250 <p≤500< td=""><td>20</td><td>195</td></p≤500<>	20	195
	fließendes Wasser	500 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>150</td></p≤1.000<>	20	150
Wasserkraft		1.000 <p≤5.000< td=""><td>25</td><td>125</td></p≤5.000<>	25	125
		P>5.000	30	90
	im Becken oder	1 <p≤5.000< td=""><td>25</td><td>101</td></p≤5.000<>	25	101
	Behälter	P>5.000	30	90
	:	1 <p≤5.000< td=""><td>15</td><td>300</td></p≤5.000<>	15	300
Meeres	senergie	P>5.000	_	_
		1 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>134</td></p≤1.000<>	20	134
geothermis	sche Energie	1.000 <p≤5.000< td=""><td>25</td><td>98</td></p≤5.000<>	25	98
geotherms	Serie Eriergie	P>5.000	25	84
		1 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>99</td></p≤1.000<>	20	99
Dono	niegas	1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>94</td></p≤5.000<>	20	94
Беро	inegas	P>5.000	20	. 54
		1 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>111</td></p≤1.000<>	20	111
ΜI	****		 	·
Klärgas		1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>88</td></p≤5.000<>	20	88
	:	P>5.000	-	- 470
	aus ökologisch erzeugten Produk- ten aus Tabelle 1-B	1 <p≤300< td=""><td>20</td><td>170</td></p≤300<>	20	170
Biogas		300 <p≤600< td=""><td>20</td><td>140</td></p≤600<>	20	140
		600 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>120</td></p≤1.000<>	20	120
		1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>97</td></p≤5.000<>	20	97
		P>5.000	20	85
	aus ökologisch erzeugten Produk- ten aus Tabelle 1-A	1 <p≤300< td=""><td>20</td><td>233</td></p≤300<>	20	233
		300 <p≤600< td=""><td>20</td><td>180</td></p≤600<>	20	180
		600 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>160</td></p≤1.000<>	20	160
		1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>112</td></p≤5.000<>	20	112
	:	P>5.000	-	-

	Produkte biologi-	1 <p≤300< td=""><td>20</td><td>210</td></p≤300<>	20	210
		300 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>150</td></p≤1.000<>	20	150
	scher Herkunft	1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>115</td></p≤5.000<>	20	115
		P>5.000	-	-
	Nebenprodukte	1 <p≤300< td=""><td>20</td><td>246</td></p≤300<>	20	246
	biologischer Her-	300 <p≤1.000< td=""><td>20</td><td>185</td></p≤1.000<>	20	185
Biomasse	kunft und Abfälle	1.000 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>140</td></p≤5.000<>	20	140
	aus getrennter Sammlung	P>5.000	-	-
	Abfälle, für die	1 <p≤5.000< td=""><td>-</td><td>-</td></p≤5.000<>	-	-
	der biologisch abbaubare Anteil pauschal bestimmt wird	P>5.000	20	119
flüssige Biobrennstoffe		1 <p≤5.000< td=""><td>20</td><td>60</td></p≤5.000<>	20	60
		P>5.000	-	-
thermodynamishe Solarenergie		1 <p≤250< td=""><td>25</td><td>324</td></p≤250<>	25	324
		250 <p≤5.000< td=""><td>25</td><td>296</td></p≤5.000<>	25	296
		P>5.000	25	291

Tabelle 8: Vorgesehene Beiträge für erneuerbare Energiequellen

Für Wasserkraft- und Biomasseanlagen gelten besondere Vorschriften, deren Darstellung an dieser Stelle aber bei Weitem zu umfangreich wäre. Ebenso gelten Sondervorschriften für Rewamping und Leistungssteigerungen bestehender bzw. die Wiederherstellung zerstörter Anlagen.

Folgende Regelungen gelten für alle Erneuerbare-Energien-Anlagen, auch für Photovoltaik

Das neue Dekret ermächtigt den GSE, alle Anlagen dahingehend zu prüfen, ob möglicherweise eine regelwidrige Aufteilung der Leistung vorliegt, denn darin läge nach Meinung des Gesetzgebers ein Verstoß gegen das Prinzip, dass größere Anlagen nur den niedrigeren Feed-in-Tarif erhalten. Von einer regelwidrigen Aufteilung ist bei Anlagen auszugehen, die gesellschaftsrechtlich auf ein Rechtssubjekt zurückgeführt werden und die im Fall von Mittelspannung an dieselbe Kabine und bei Hochspannung an dasselbe Umspannwerk angeschlossen sind. Von wesentlicher Bedeutung ist in diesem Zusammenhang, dass mehrere Anlagen, die auf ein Rechtssubjekt zurückgehen und auf derselben oder einer angrenzenden Parzelle liegen, als nur eine Anlage betrachtet und behandelt werden. Sollte der GSE im Zuge der Prüfung gemäß Kontrolldekret von Ende 2014 auf einen Verstoß aufmerksam werden, droht eine Reduktion oder die komplette Aberkennung der Fördertarife.

Gemäß Artikel 30 des FER 2016 veröffentlicht der GSE innerhalb von 90 Tagen nach dem Inkrafttreten des Dekrets die Verfahrensweisen über Wartung und Modernisierung förderungsfähiger Anlagen (einschließlich Photovoltaik-Anlagen). Damit soll zum einen die Effizienz der Kraftwerke gesichert werden, zum anderen sollen Verhaltensweisen unterbunden werden, die eine übermäßige Erhöhung der Förderungskosten verursachen können.

Vorbehaltlich bestimmter Ausnahmen sind Wartungsarbeiten, die den Austausch der Hauptbestandteile der Anlage zur Folge haben, innerhalb von 60 Tagen nach Abschluss des Vorgangs an den GSE zu melden. Für Photovoltaik-Anlagen gelten als Hauptbestandteile die Module und die Inverter.

Bezüglich des Austauschs von Komponenten wird es einen neuen Leidfaden geben, den sowohl Anlagenbetreiber als auch Interessenten des Zweitmarktes zu beachten haben.

Conto termico 2.0 (Wärmekonto)

Das Conto termico (Wärmekonto) ist ein Förderprogramm zur Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden bei der Wärmegewinnung. Es soll auf nationaler Ebene die Umrüstung alter Heizungsanlagen auf effizientere oder Erneuerbare-Energien-Technik beschleunigen⁵⁹. Förderberechtigt sind neben Privatpersonen und der öffentlichen Verwaltung auch Unternehmen, Eigentümergemeinschaften und landwirtschaftliche Betriebe.

Hierfür stehen Mittel in Höhe von 900 Millionen Euro zur Verfügung, davon 700 Millionen Euro für private Haushalte und 200 Millionen für die öffentliche Verwaltung.

Weiße Zertifikate

In Italien gilt das Quotensystem der Weißen Zertifikate – ein Schlüsselinstrument, um Energieeffizienz zu fördern. Seit seiner Einführung im Jahr 2005 wird das Fördersystem der Weißen Zertifikate laufend ausgebaut und verbessert. Es gewährt Personen, die Projekte zur Optimierung der Energieeffizienz durchführen, wirtschaftliche Vorteile. Neben Energieeffizienztechnik ist auch der Einsatz von Erneuerbare-Energien-Technik begünstigt.

Fazit

Selbst wenn die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen in den letzten Jahren etwas zurückgegangen sind, soll einer Studie der Energy & Strategy Group zufolge das Investitionsniveau in den kommenden Jahren relativ konstant bleiben. Der Renewable Energy Report sagt für den Zeitraum 2016 bis 2020 Neuinstallationen im Umfang von 420 bis 720 MW pro Jahr voraus. Der überwiegende Anteil entfällt auf PV-Anlagen⁶⁰. Für Investitionen in Photovoltaik-Anlagen in Form von Privatnetzen bleibt Italien auch ohne Einspeisevergütung weiter interessant. Das liegt vor allem an den gesunkenen Modulkosten, den hohen Strompreisen und der intensiven Sonneneinstrahlung.

Vor allem bietet der Dienstleistungssektor weiterhin gute Geschäftschancen. Im Jahr 2014 wurden in Italien 358 Millionen Euro mit der Instandhaltung von Anlagen umgesetzt. Zwar locken die guten Zahlen immer mehr Dienstleister in den Markt, was zu sinkenden Wartungspreisen führt, dennoch sind spezialisierte Unternehmen gefragt, die Gesamtlösungen anbieten⁶¹.

Herstellern von Komponenten und Technik bietet Italien ebenfalls genügend Anreize für einen Markteintritt, und auch der Zweitmarkt ist überaus interessant, allerdings sind die Anlagen technisch, rechtlich und steuerrechtlich umfassend zu überprüfen.

Für ausgewählte Kleinanlagen außerhalb der Photovoltaik-Branche bietet das FER 2016 die günstigsten Bedingungen. Das Dekret enthält zudem Hinweise darauf, dass die Förderung auch über den 31. Dezember 2016 bzw. den 31. Dezember 2017 hinaus bestehen bleiben wird.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Italien Svenja Bartels

Telefon: +39 (49) 8 04 - 69 11 E-Mail: svenja.bartels@roedl.it



Rödl & Partner Italien Dr. Roberto Pera

Telefon: +39 (6) 96 70 - 12 70 E-Mail: roberto.pera@roedl.it

5 Südafrika: dank "Load shedding" ein perfekter Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme?

von Anna-Lena Becker

Eskoms Load shedding (zeitweise Abschaltung von Teilnetzen aufgrund fehlender Erzeugungsleistung) bedeutet deutliche Einschnitte für die Wirtschaft und den Lebensstandard der Südafrikaner. Als Reaktion setzen Südafrikaner zunehmend auf Generatoren und vermehrt auch auf Photovoltaik- und Speichersysteme, um sich von der unzuverlässigen Strombelieferung des nationalen Versorgers unabhängig zu machen.

Was ist Load shedding?

Load shedding hat sich als "Unwort" in Südafrika etabliert. Man versteht darunter das seit 2008 immer wieder vollzogene geplante Abschalten des Stroms für meist mehrere Stunden in bestimmten Gebieten des Landes. Grund für die Stromabschaltungen ist der enorme Strommangel in Südafrika, entstanden infolge jahrzehntelanger Vernachlässigung dringend notwendiger Wartungsarbeiten an Kohlekraftwerken, um deren Kapazität aufrechtzuerhalten. Ziel des Load shedding ist es, einen landesweiten Blackout zu verhindern.

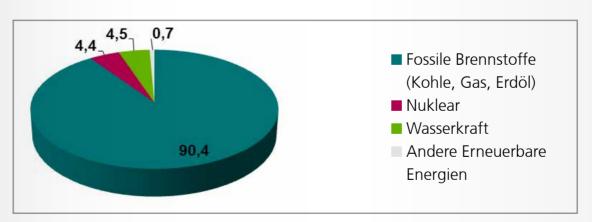


Abbildung 14: Stromerzeugung nach Energieträger 2013 (in Prozent)⁶²

Potenzial für PV- und Speichersysteme

Mit durchschnittlich rund 2.500 Sonnenstunden pro Jahr verfügt Südafrika über ein enormes Potenzial für Solarenergie. Das durchschnittliche Sonneneinstrahlungsniveau liegt zwischen 4,5 und 6,5 kWh pro Quadratmeter und Tag⁶³. Hinzu kommt, dass in den letzten Jahren die Strompreise explodiert sind und parallel der Stromverbrauch kontinuierlich ansteigt.

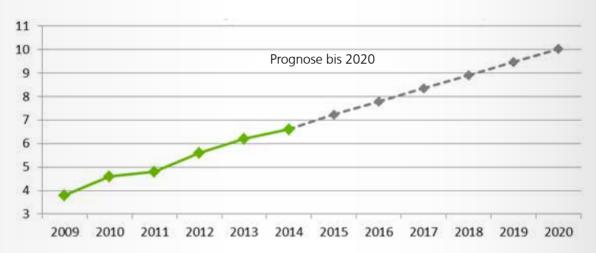


Abbildung 15: Anstieg der Strompreise für Haushalte in Südafrika 2009 - 2014 (jährlicher Durchschnitt in Eurocent/kWh)⁶⁴

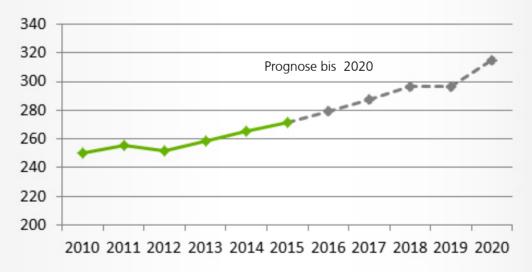


Abbildung 16: Stromverbrauch 2010 - 2020 (in TWh)65

Allein die genannten Aspekte machen Südafrika schon zu einem attraktiven Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme. Load shedding setzt darüber hinaus industrielle und private Stromverbraucher unter Druck, jetzt tätig zu werden, um sich eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu sichern. Zwar sind auch in anderen afrikanischen Ländern Stromausfälle nicht unüblich, doch ist die Akzeptanz in Südafrika nach der jahrelangen Verlässlichkeit der Energieversorgung sehr gering. Insbesondere die Städte Johannesburg und Kapstadt bieten aufgrund der hohen Zahl zahlungskräftiger potenzieller Abnehmer einen besonders lukrativen Absatzmarkt für PV-Systeme. Schätzungen zufolge verfügen rund drei Millionen Haushalte in Südafrika über die finanziellen Mittel, um sich Solardachanlagen leisten zu können⁶⁶. Da Load shedding vor allem auch abends stattfindet, sind allerdings Speicher unverzichtbar, weshalb die Südafrikaner sie trotz der aktuell noch hohen Anfangsinvestition bereits heute nachfragen.

Regulatorische Rahmenbedingungen

Für Anlagen unter 100 kW besteht eine Anmeldepflicht bei der entsprechenden Gemeinde/ Stadt bzw. dem Netzbetreiber. Die Anmeldung setzt kein Genehmigungsverfahren voraus, sondern stellt eine reine Registrierung dar. Einer Stromerzeugungslizenz der Regulierungsbehörde NERSA (National Energy Regulator of South Africa) bedarf es gemäß Schedule II des Energy Regulation Act No. 4 aus dem Jahr 2006 für netzgebundene Eigenverbrauchsanlagen sowie netzunabhängige Anlagen bei nicht-kommerzieller Nutzung nicht.

Der Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme erfährt aktuell eine zusätzliche Stärkung durch die ersten Schritte zur Netzeinspeisung. Anfang 2015 veröffentlichte die NERSA den Entwurf der Richtlinie "Small-Scale Embedded Generation: Regulatory Rules" zur öffentlichen Kommentierung. Die Richtlinie sieht die Einführung eines landesweiten Net-Metering-Verfahrens für private und kommerzielle Kunden für Anlagen < 1 MW vor. Aktuell warten alle Akteure in Südafrika auf das Inkrafttreten dieser Regelungen.

Aufgrund der Tatsache, dass einheitliche Regelungen zur Netzeinspeisung immer noch fehlen, entschloss sich z.B. die Stadt Kapstadt, eigene Einspeiseregelungen einzuführen; sie ist der NERSA somit einen Schritt voraus. Die von der Stadt Kapstadt bereits 2014 erlassene erste Richtlinie zur Netzeinspeisung findet, ebenso wie die darin enthaltenen Einspeisetarife, jedoch nur Anwendung auf Stromnettoverbraucher, d. h. solche, die mehr Strom aus dem Netz beziehen, als sie selbst einspeisen. Das können sowohl kommerzielle als auch private Stromerzeuger sein, solange die Leistung < 1 MW beträgt⁶⁷.

Allgemeine Hinweise für den Markteinstieg

An einem Markteintritt in Südafrika interessierte Unternehmen sollten sich bereits frühzeitig mit einigen Besonderheiten des Marktes auseinandersetzen. In Südafrika ist es besonders wichtig, einen zuverlässigen lokalen Partner zu identifizieren, egal ob man zunächst nur den Vertrieb im Auge hat oder gleich die Gründung einer lokalen Gesellschaft anstrebt. Die Gründung einer haftungsbeschränkten Gesellschaft (sog. Pty Ltd) ist in Südafrika unkom-

pliziert. Allerdings stellen die sog. "Broad-Based Black Economic Empowerment"- (B-BBEE-) Gesetze eine Herausforderung für ausländische Investoren dar. B-BBEE dient dazu, lokale Unternehmer und Arbeitnehmer aus den während der Apartheid benachteiligten Bevölkerungsschichten in die Wirtschaftsabläufe des Landes einzubinden und die lokale Wertschöpfung zu fördern. Für einen ausländischen Investor ist B-BBEE vor allem dann von großer Bedeutung, wenn öffentliche Ausschreibungen oder die Belieferung von Großkunden im Fokus stehen. Die Partnerschaft mit einem südafrikanischen Unternehmen, das einen guten B-BBEE-Status vorweisen kann, ist daher ein guter Weg, um erfolgreich zu sein. Allerdings sollte stets eine sorgfältige Due Diligence durchgeführt werden, da der Bedarf natürlich auch ein Angebot schafft, aber nicht jeder lokale Partner die eingangs versicherten Attribute tatsächlich mitbringt. Auch das Immigrationsrecht stellt mittlerweile eine echte Hürde dar. Insofern ist eine intensive Vorbereitung und Beratung notwendig, wenn Sie als Investor ausländische Arbeitskräfte in Südafrika einsetzen wollen.

Aufgrund seines guten Investitionsklimas und des wirtschaftlichen Vorsprungs vor anderen afrikanischen Wachstumsmärkten ist Südafrika immer noch das bevorzugte Einstiegsland

auf dem Kontinent und ein ideales Sprungbrett für die Erschließung weiterer afrikanischer Märkte. Die dezentrale Energieversorgung wird in Afrika auch mittel- bis langfristig ein wichtiges und chancenreiches Thema bleiben.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Südafrika Ulrike Brückner, LL.M.

Telefon: +27 (11) 4 79 - 30 00 E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.org



Rödl & Partner Südafrika Anna-Lena Becker, LL.M.

Telefon: +27 (21) 4 18 - 23 50 E-Mail: anna-lena.becker@roedl.org



Erste Ausschreibungsrunde für Erneuerbare Energien in Polen

von Piotr Mrowiec

Nach einer über sechsmonatigen Verzögerung finden in Polen die ersten Ausschreibungen für Erneuerbare Energien statt: eine für Biogasanlagen, die bereits in Betrieb sind, und eine weitere für volatile Neu-Anlagen mit einer maximalen Nennleistung bis 1 MW.

Die umfangreiche Novellierung des polnischen Gesetzes über erneuerbare Energiequellen im Juni 2016 (im Folgenden: EEG-PL) hat die Politik der Förderung von grünen Energien ab dem 1. Juli 2016 neu ausgerichtet. Gemäß den geltenden Vorschriften gibt es kein garantiertes Energievolumen mehr, das den hinsichtlich ihrer Erträge instabilen Energieanlagen (Windkraft, PV) zusteht. Die EE-Anlagen wurden in sieben Gruppen eingeteilt. Zusätzlich müssen separate Ausschreibungsrunden für Anlagen bis 1 MW_p und über 1 MW_p organisiert werden. Das bedeutet, dass jährlich 14 separate Ausschreibungsrunden organisiert werden können.

Gemäß dem Verordnungsentwurf zur Organisation der Auktionen (beim Verfassen des Beitrags noch nicht veröffentlicht) sollen 2016 drei Ausschreibungen stattfinden:

- 1. für bestehende landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer Leistung bis 1 MW,
- 2. für bestehende landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer Leistung über 1 MW,
- **3.** für volatile Anlagen, die erst nach Beendigung der Auktionen in Betrieb gesetzt werden, mit einer Leistung bis 1 MW.

Das Energieministerium begründete die begrenzte Anzahl der Ausschreibungen damit, dass die erste Runde Probecharakter hätte und Auktionen aus allen "Technologiekörben" erst 2017 stattfinden würden. Zudem will das Ministerium der polnischen Biogasbranche unter die Arme greifen, da wegen der extrem niedrigen Preise der grünen Zertifikate (am 9. August 2016 betrugen diese 56 PLN, während sie noch vor zwei Jahren bei 200 PLN lagen) viele der Anlagen kurz vor der Insolvenz stehen.

Gleichzeitig wurde auch der Entwurf einer Verordnung mit maximalen Angebotspreisen veröffentlicht, die die Bieter in den Auktionsrunden 2016 angeben können. Für alle Technologien hat das Ministerium Referenzpreise festgelegt, die der nachfolgenden Grafik zu entnehmen sind (bei der Umrechnung in Euro wurde der Währungskurs 1 EUR = 4,3 PLN zugrunde gelegt):

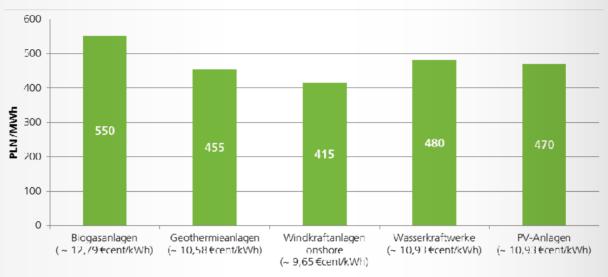


Abbildung 17: Neue Erneuerbare-Energien-Anlagen ≤ 1 MW

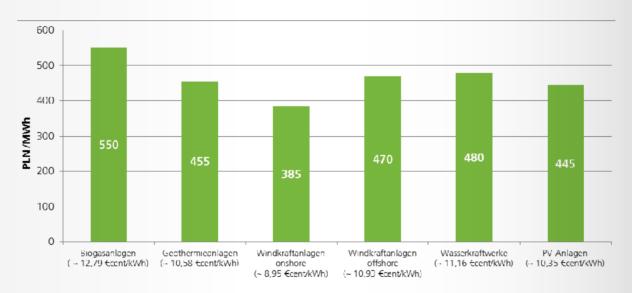


Abbildung 18: Neue Erneuerbare-Energien-Anlagen > 1 MW

Gleichzeitig mit dem Erlass der Verordnung über die Ausschreibungsrunde 2016 wird die Verordnung in Kraft treten, die die maximale Menge und den maximalen Wert der Energie festlegt, die zum Kauf angeboten werden soll.

Das Ministerium beabsichtigt, in der ersten Auktionsrunde 3.804.996 MWh (Wert 2.092.747.932 PLN) von bestehenden kleineren Biogasanlagen und 4.156.887 MWh (Wert 2.286.287.784 PLN) von Anlagen über 1 MW zu kaufen. Teilt man die Strommenge durch den Wert, erhält man annähernd den Referenzpreis. Auf diese Weise möchte die Regierung der Biogasbranche eine goldene Brücke bauen. Wohlgemerkt ist der polnische Biogasmarkt nicht besonders groß – zurzeit sind nur 55 Biogasanlagen in Betrieb. Ziel ist es aber auch, die Konkurrenz zwischen den Bietern anzukurbeln. Deshalb entschied das Ministerium, die Menge der angebotenen Energie auf dem Niveau von 90 Prozent aller zurzeit arbeitenden Biogasanlagen (während der gesamten Förderungszeit) festzulegen.

Bezüglich der Auktion für kleinere volatile Anlagen rechnet das Ministerium damit, durch die Auktion 100 MW an neu installierter PV-Leistung erreichen zu können (für die Berechnung geht das Ministerium von einem durchschnittlichen Jahresertrag von 1.050 MWh/MW aus). Natürlich können an der Auktion auch Windkraftbetreiber teilnehmen, denn die Auktion ist für alle geplanten Anlagen zugelassen, die kleiner als 1 MW sind und deren durchschnittlicher Jahresertrag bei 3.504 MWh/MW oder weniger liegt. In dieser Anlagengröße wird die Photo-

voltaik ihre Stärke ausspielen können und es ist kaum zu erwarten, dass es viele Akteure aus der Windbranche geben wird.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Polen Piotr Mrowiec

Telefon: +48 (22) 21 06 - 9 90 E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro

Förderung von EE-Bestandsanlagen in der Tschechischen Republik

von Olaf Naatz

In den Jahren 2008 bis 2010 zählte die Tschechische Republik zu den Ländern mit den vorteilhaftesten Förderrahmenbedingungen für Photovoltaik. Bereits 2011 wurden diese Rahmenbedingungen mit einem Förderstopp für neue PV-Freiflächenanlagen und der Einführung der Solarabgabe revidiert. Seit 2014 existiert grundsätzlich nur noch eine Förderung von Bestandsanlagen.

Rahmenbedingungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Grundsätzlich erhalten Erneuerbare-Energien-Anlagen, die erst nach dem 1. Januar 2014 in Betrieb gegangen sind, keine Förderung mehr. Es gibt jedoch zwei Ausnahmen:

- > Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 10 MW,
- > Erneuerbare-Energien-Projekte (mit Ausnahme von PV), die zum 2. Oktober 2013
 - bereits über eine Baugenehmigung (bei Anlagen bis 100 kW) verfügten, sofern diese Anlagen bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen wurden,

oder

bereits über eine Lizenz des Ministeriums für Industrie und Handel zum Bau der Anlage (bei Anlagen über 100 kW) verfügten, sofern die Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von sechs Jahren ab Lizenzerteilung erfolgt. Für Erneuerbare-Energien-Anlagen, deren Verfahren über den Gebietsentscheid (Bebauungsentscheid) vor dem 18. August 2011 eröffnet worden ist, gilt eine Übergangsfrist von sechs Jahren ab Erteilung des Entscheids.

In Tschechien bestehen daher vorwiegend Investitionsmöglichkeiten in Bestandsanlagen.

Obwohl er die Förderung von neuen Erneuerbare-Energien-Projekten eingestellt hat, geht der tschechische Gesetzgeber davon aus, das für die Tschechische Republik geltende Klimaschutzziel – ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 13 Prozent bis zum Jahr 2020 – vorzeitig zu erreichen, insbesondere im Wege der Stromeinsparung und Energieeffizienz, bspw. indem er die Dämmung von Wohngebäuden fördert. Nach dem aktualisierten staatlichen Energiekonzept 2040 sollen die beiden Atomkraftwerke ungefähr die Hälfte des tschechischen Stroms erzeugen, wofür sie modernisiert und erweitert werden sollen. Um die 20 Prozent des erzeugten Stroms sollen aus erneuerbaren Energiequellen stammen, wobei das insoweit größte Potenzial der Biomasse und der Verbrennung von Kommunalabfall eingeräumt wird. Zudem ist ein erheblicher Ausbau der Photovoltaik vorgesehen, der je nach Konkurrenzfähigkeit dieser Stromerzeugungsart an Gebäuden und auf Dächern erfolgen soll. Für Erdgas ist ein Anteil um 10 Prozent vorgesehen, die Verstromung von Kohle soll sich auf einen Anteil von ca. 15 Prozent des erzeugten Stroms reduzieren.

Förderung von Bestandsanlagen mittels Feed-in-Tarifen oder "Grünem Bonus" (Green Bonus)

Die Förderung von Bestandsanlagen erfolgt entweder über Feed-in-Tarife (FiT) oder mittels eines sog. "Grünen Bonus". Bei der Förderung per FiT erhält der Stromerzeuger eine Einspeisevergütung von den sog. Pflichtankäufern. Pflichtankäufer sind die Stromlieferanten letzter Instanz, also die Energieversorger, die die Belieferung eines Stromkunden nicht ablehnen dürfen. Negative Strompreise auf dem Tagesmarkt verpflichten den Anlagenbetreiber, dem Pflichtankäufer den negativen Strompreis für die Menge des abgenommenen Stroms zu ersetzen. Der Anlagenbetreiber wird jedoch vom Pflichtankäufer vorab über eine derartige Situation informiert. Sollte der Strompreis auf dem Tagesmarkt höher sein als der FiT, kommt das weder dem Anlagenbetreiber noch dem Pflichtankäufer zugute, sondern der OTE, a.s., dem Betreiber des Strommarktes.

Bei der Förderung mittels Grünem Bonus verbraucht der Stromerzeuger seinen Strom oder vermarktet ihn selbst und erhält von der OTE dafür einen Förderbetrag, der unter dem des FiT liegt. Sollte der Strompreis höher als der FiT sein, besteht kein Anspruch auf Förderung mittels Grünem Bonus im Stundenregime.

Eine Förderung per Grünem Bonus oder FiT erfolgt nicht, wenn der Strom nicht (nicht einmal zu einem negativen Kaufpreis) verkauft werden kann, weil es zu keiner Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage kommt.

Förderdauer und Förderhöhe

Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb gegangen sind, erhalten eine Förderung während ihrer vorausgesetzten Lebensdauer, die per Verordnung auf in der Regel 20 Jahre festgelegt ist. Damit konkretisiert sich der politische Wille über die Förderdauer, der sich aus dem ursprünglichen Gesetz Nr. 180/2005 Slg. über die Förderung von Erneuerbare-Energien-Quellen nicht eindeutig ableiten lässt.

Die Höhe der Förderung setzt die tschechische Energieregulierungsbehörde (ERU) im Wege einer sog. Preisentscheidung jährlich neu fest, wobei auch eine Anpassung an die Inflation stattfindet. Die Förderung mittels FiT soll die ERU derart gestalten, dass der Rückfluss der Investition innerhalb von 15 Jahren gewährleistet ist und der Erlös über diesen Zeitraum konstant bleibt. Ferner soll sie bei der Bestimmung der Förderung die oben beschriebenen Situationen in Betracht ziehen, bei denen es zu einem negativen Strompreis oder einer Divergenz von Stromangebot und -nachfrage kommt.

Zum 1. Januar 2016 wurde ein neuer Tatbestand eingefügt, der zum Verlust der Förderung führen kann, nämlich dann, wenn der Anlagenbetreiber der OTE unvollständige oder unrichtige Angaben über seine Anlage übermittelt. Zu solchen Angaben zählt auch, etwas überraschend, die Mitteilung der Investitionskosten. Es ist aber anzumerken, dass die Investitionskosten schon vor dem Jahr 2016 mitgeteilt werden mussten, aber keine derartige Sanktion bestand, wenn der Anlagenbetreiber der Pflicht nicht nachkam.

Unternehmen und Privathaushalte können im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen grundsätzlich Direktsubventionen für Erneuerbare-Energien-Anlagen in Anspruch nehmen, sofern sie die Bedingungen des entsprechenden Förderprogrammes erfüllen und die Förderprogramme noch nicht ausgeschöpft sind.

Für Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 10 kW_p, die Strom für den Eigenverbrauch erzeugen, ist keine Lizenz zur Stromerzeugung mehr einzuholen. Es besteht die Möglichkeit, überschüssigen Strom in das Stromverteilernetz einzuspeisen, wofür aber keine Vergütung zum Marktpreis erfolgen darf.

Solarabgabe

Seit dem 1. Januar 2014 wird eine Solarabgabe nur noch für Strom aus jenen PV-Anlagen erhoben, die ihren Betrieb im Jahr 2010 aufgenommen haben. Der Steuersatz beträgt 10 Prozent (bei Einspeisevergütung) bzw. 11 Prozent (bei Grünem Bonus). Die Erhebung erfolgt über die gesamte Laufzeit der Förderung. Abgesehen von der Solarabgabe wurde die Förderung vor allem über eine Erneuerbare-Energien-Abgabe des Stromkunden für den von ihm verbrauchten Strom finanziert.

Die ursprüngliche Solarabgabe war Gegenstand eines Normenkontrollverfahrens. Das tschechische Verfassungsgericht hat – für Rödl & Partner nicht vollkommen nachvollziehbar – in der Solarabgabe keine Verletzung des Diskriminierungsverbots und des Eigentums gesehen und eine unechte Rückwirkung verneint. Gegen die Tschechische Republik sind wegen der Solarabgabe Schiedsgerichtsverfahren ausländischer Investoren nach den bilateralen Investitionsschutzabkommen und der Energiecharta anhängig.

Seit 2016 finanzieren die Stromkunden die Förderung von Erneuerbaren Energien nicht mehr über die Umlage pro kWh, sondern bei Anschluss über das Niederspannungsnetz über eine Erneuerbare-Energien-Abgabe bezogen auf die Größe der Sicherung, mithin pro Ampere/Monat. Bei Anschluss an das Hochspannungsnetz richtet sich die Höhe der Abgabe nach der reservierten Leistung und der Kunde zahlt pro MW/Monat. Aber auch diese Art der Finanzierung befindet sich auf dem Prüfstand. Wie die zukünftige Finanzierung ausgestaltet sein wird, hat die Energieregulierungsbehörde noch nicht bekannt gemacht.

Recycling von PV-Modulen

Hersteller von PV-Modulen, deren Module ab 2013 auf den tschechischen Markt gelangt sind, haben deren Recycling sicherzustellen und müssen dafür eine finanzielle Sicherheit in Form eines Kostenvorschusses in Höhe von 8,50 CZK/kg (ca. 0,31 €/kg) leisten, sofern sie die Recyclingverpflichtungen nicht auf eine juristische Person in Tschechien übertragen haben. Betreiber von PV-Anlagen, die vor 2013 den Betrieb aufgenommen haben, müssen mit einem im tschechischen Umweltministerium registrierten Recyclingunternehmen einen Vertrag über die Übernahme, Verwertung und Entsorgung der PV-Module abschließen und gleichfalls den vorgenannten Kostenbeitrag vorab in vier gleichen Raten bis Ende 2018 leisten. Eine Mitgliedschaft bei z. B. PV CYCLE reicht gegenwärtig nicht aus. Die Betreiber kritisieren die Verpflichtung vehement, insbesondere weil der Kostenbeitrag weit im Voraus zu leisten ist und in keinem Verhältnis zu den zu erwartenden Kosten steht.

Modernisierung und Rekonstruktion von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Eine Modernisierung und Rekonstruktion, die eine Bestandsanlage auf den technologischen und ökologischen Stand einer Neuanlage hebt, gilt als neue Inbetriebnahme der Anlage. Aufgrund der mangelnden Förderung für Neuanlagen bedeutet diese Fiktion den Verlust der bisherigen Förderung.

Zurzeit existiert jedoch selbst innerhalb der ERU keine einheitliche Auslegung, welche Reparaturtätigkeiten eine so weitgehende Modernisierung oder Rekonstruktion darstellen, dass sie eine Bestandsanlage auf den technologischen und ökologischen Stand einer Neuanlage heben. Die im Gesetz seit 2016 vorgenommene Klarstellung, dass eine gesetzlich vorgeschriebene Reparatur oder Wartung der Anlage grundsätzlich keine derartige Modernisierung oder Rekonstruktion darstellt, hilft nicht unbedingt weiter, da eine gesetzliche Pflicht nicht für alle Fälle der Reparatur bzw. Wartung besteht.

Unabhängig von der oben beschriebenen ggf. vorliegenden Fiktion der neuen Inbetriebnahme ist bei sämtlichen Maßnahmen an einer Erneuerbare-Energien-Anlage zu überlegen, ob die Energieregulierungsbehörde darüber zu unterrichten ist. Das ist immer dann der Fall, wenn die Maßnahmen Einfluss auf Unterlagen und Angaben der Anlage haben, die Gegenstand des Lizenzerteilungsverfahrens waren.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Energieregulierungsbehörde gegenwärtig intensiv die Lizenzerteilung für PV-Anlagen aus den Jahren 2009 und 2010 überprüft, die Anlagen dazu auch physisch in Augenschein nimmt und die Aktenlage mit der Realität abgleicht (einschließlich einer Zählung der einzelnen Module und einer Überprüfung der

auf den Typenschildern der einzelnen Module angegebenen Leistungsparameter). Bei einem Austausch von PV-Modulen ist diese aktuelle Maßnahme zu berücksichtigen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Tschechische Republik Olaf Naatz

Telefon: +420 (2) 36 16 37 10 E-Mail: olaf.naatz@roedl.cz

Bie wesentlichen Förderungselemente beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Litauen

von Tobias Kohler und Žygintas Voronavičius

Gemäß dem Beschluss Nr. XI-2133 vom 26. Juni 2012 des Seimas (litauisches Parlament) hat die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen oberste Priorität bei der Umsetzung der nationalen Energiepolitik. In der Republik Litauen bestimmt das Erneuerbare-Energien-Gesetz das System zur Förderung der Erneuerbaren Energien. Ziel des Gesetzes ist es, den Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch bis zum Jahr 2020 auf

mindestens 23 Prozent zu steigern. Dieses Ausbauziel wurde bereits im Jahr 2014 erreicht, seitdem wird eine Erhöhung der Ausbauziele diskutiert. Im Vordergrund der Diskussion stehen eine Implementierung neuer und effizienterer Technologien sowie eine Steigerung der Energieeffizienz.

Die Förderung der Erneuerbaren Energien erfolgt mithilfe eines breiten Fächers von Instrumenten: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht unter anderem Festpreise, den staatlichen Ankauf von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, die Erstattung der Kosten beim Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Verteilnetz oder beispielsweise umfangreiche Unterstützung für Investitionen in neue Technologien beim Einsatz der Erneuerbaren Energien vor. Im Folgenden wollen wir die wichtigsten Förderungsinstrumente zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Litauen erläutern.

Das Ziel der Förderinstrumente ist zunächst, den Ausbau der Erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse voranzutreiben. Gemäß Art. 20 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Art. 74 Abs. 1 Nr. 1 des Elektrische-Energie-Gesetzes ist die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine sogenannte "im öffentlichen Interesse stehende Dienstleistung". Daher liegt der Zweck, die Erneuerbare-Energien-Entwicklung zu fördern, darin, die öffentlichen Interessen des Staates zu befriedigen, indem strategische Ziele der Energie-, Wirtschafts- und/oder Umweltpolitik des Staates im Energiesektor mithilfe der Förderungs- und Regulierungsinstrumente umgesetzt werden.

Wie funktioniert das Förderungssystem in Litauen?

Das Förderungssystem in Litauen basiert auf einem langfristigen und festen Förderansatz. Gemäß Art. 20 Abs. 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten feste unveränderliche Förderungsinstrumente zwölf Jahre ab Ausstellung der Energieerzeugungsgenehmigung. Für Investoren in Erneuerbare-Energien-Anlagen dürfte insbesondere diese langfristige Förderperspektive Anreize bieten. In Verbindung mit einem staatlichen Ankauf von Strom aus Erneuerbaren Energien zu festen Einspeisetarifen als wichtigstes Förderinstrument bietet Litauen Investoren enorme Investitionssicherheit und eine gesicherte Rendite in Bezug auf die eigenen Anlagen.

Garantierte Einspeisetarife, staatlicher Energieankauf und Deckelung durch Quoten

Die litauischen Förderinstrumente kennzeichnet ein Wettbewerb zwischen den einzelnen Erzeugungsarten sowie eine Förderungsdeckelung über eine Quotenregelung. Grundsätzlich erhält eine Anlage eine Förderung, wenn sie eine Auktion über die Zuteilung der Förderungsquoten gewonnen hat und ihre Leistung mindestens 10 kW beträgt. Geförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten eine Stromabnahmegarantie zu festen und über zwölf Jahre garantierten Einspeisevergütungen. Der Ankauf erfolgt durch den Staat.

Die Förderung ist durch technologiespezifische, vom Staat ausgeschriebene Quoten gedeckelt. Die Vergabe erfolgt über Auktionen, indem die Kommission für Preis- und Energiekontrolle einen Maximalpreis festsetzt. Unternehmer, die eine entsprechende Anlage zu errichten planen, können anschließend Angebote für eine feste Einspeisevergütung einreichen, die sie über zwölf Jahre ab Fertigstellung der Anlage erhalten möchten. Das Angebot mit dem niedrigsten Preis erhält den Zuschlag.

In Art. 13 Abs. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind die Ziele für den Ausbau einzelner Arten von Erneuerbaren Energien (Wind, Solar, Biomasse und Wasser) bis zum Jahr 2020 verankert:

- > Windenergie: mindestens 500 MW,
- > Solarenergie: mindestens 10 MW (ausgenommen Kleinkraftwerke mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW),
- > Biomasse: mindestens 105 MW,
- > Wasserkraft: mindestens 141 MW.

Gemäß Art. 13 Abs. 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes würde die Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien (einschließlich die Förderung über feste Einspeisetarife) auch über 2020 hinaus andauern, sofern die gesteckten Ziele für den Ausbau bis dahin nicht erreicht würden. Würden die Ziele erreicht, würde die Förderung zunächst gestoppt. Mittelfristig ist jedoch bereits eine Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und damit eine Erhöhung der Quoten absehbar. Zudem kann auch freies Leistungskontingent entstehen, wenn eine Anlage, die bereits eine Förderung erhalten hat, nicht innerhalb des in der Erzeugungsgenehmigung festgelegten Zeitraums fertiggestellt wird und der Anlagenprojektbetreiber aufgrund dessen die Erzeugungsgenehmigung inklusive der garantierten Einspeisevergütung wieder verliert.

Aktuelle Situation

Nach den vom litauischen Statistikamt veröffentlichten Daten hat Litauen das für 2020 gesteckte Ziel von 23 Prozent Erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes bereits erreicht: Im Jahr 2014 belief sich ihr Anteil auf 23,9 Prozent (in der EU waren es durchschnittlich 16 Prozent). 2015 ist die Energieproduktion aus Erneuerbaren Energien in Litauen im Vergleich zum Vorjahr um 7,7 Prozent gestiegen.

Die in Art. 13 Abs. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verankerten Ziele des Ausbaus der einzelnen Arten von Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 wurden größtenteils ebenfalls erreicht. Laut den veröffentlichten Angaben der staatlichen Energieaufsicht waren die Förderquoten für Windkraft-, Solar- und Biomassekraftwerke zum 1. Juli 2016 bereits aufgebraucht. Die freien Förderquoten für Wasserkraftanlagen beliefen sich auf 12,6 MW.

Für Kleinstanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 kW hat die Preis- und Energiekontrolle für die zweite Hälfte des Jahres 2016 einen festen Einspeisetarif von 0,059 €/kWh festgelegt. Die Einspeisevergütungen für Kraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW werden dagegen im Wege der bereits angesprochenen Auktionen zugeteilt. Die von der Kommission festgelegten Höchstpreise für die zweite Jahreshälfte 2016 betragen 0,053 €/kWh für Kraftwerke mit einer installierten Leistung zwischen 10 kW und maximal 1 MW sowie 0,047 €/kWh für Kraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW .

Investitionsmöglichkeiten

Die Förderquote für Wasserkraftwerke ist noch nicht vollständig aufgebraucht, sodass es immer noch Möglichkeiten gibt, in diese Art von Erneuerbarer Energie zu investieren und Förderung zu erhalten. Zudem deutet vieles darauf hin, dass auch weiterhin eine Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erfolgt und bereits zeitnah neue Quoten ausgeschrieben werden.

Struktur der Erneuerbaren Energien im Jahr 2015⁶⁸

Energiequelle	Anteil in Prozent		
Feste Biobrennstoffe	84,8		
Biokraftstoffe	4,8		
Windenergie	4,9		
Wasserkraft	2,1		
Biogas	1,7		
Abfälle (erneuerbar)	1,1		
Solarenergie	0,5		
Geothermie	0,1		

Tabelle 9: Struktur der Erneuerbaren Energien 2015

Nach den veröffentlichten Angaben des litauischen Statistikamts bleibt Litauen weiterhin vom Import fossiler Brennstoffe abhängig. Am deutlichsten zeigt dies der Abhängigkeitsindikator für Energieimporte, der im Jahr 2015 75,9 Prozent betrug und damit weit über dem Durchschnitt der Europäischen Union (im Jahr 2014: 53,4 Prozent) lag. Der größte Teil der Treibstoff- und Energiekosten resultierte aus dem Import von Erdöl- und Erdölprodukten (36,4 Prozent) sowie Erdgas (29,0 Prozent).

Energieabhängigkeit in Prozent⁶⁹

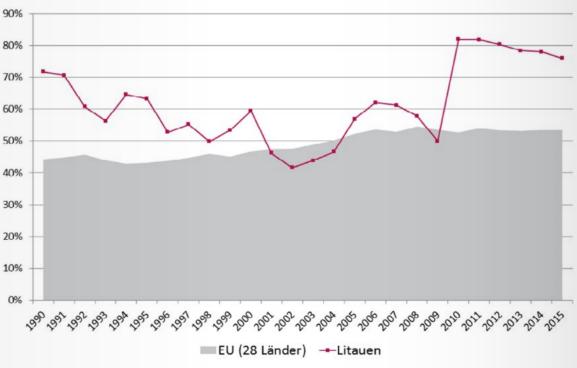


Abbildung 19: Energieabhängigkeit in Prozent

Aufgrund der großen Abhängigkeit von vorranging russischem Gas und der aktuellen politischen Lage wagt die litauische Regierung vermehrt Vorstöße, die Förderung für Erneuerbare Energien weiter auszubauen. Das litauische Energieministerium hat ein nationales Programm für den Ausbau der Erneuerbaren Energien für den Zeitraum 2016 - 2020 ins

Leben gerufen. Das Programm unterstreicht die Bedeutung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien für eine nachhaltige Entwicklung des Energiesektors und die nationale Energiesicherheit. Wichtiger Aspekt ist die geplante Erhöhung der installierten Windkraftleistung (onshore) von 500 MW auf 750 MW – dies wäre eine Steigerung um ein Drittel der Gesamtkapazitäten. Derzeit erörtert das Energieministerium allerdings noch, mit welchen Mitteln und in welcher Weise die weitere Entwicklung der Windkraftanlagen gefördert und forciert werden kann. Zeitnah sollte hierzu jedoch ein erster Entwurf vorliegen.

Alternative: Erwerb von Anlagen über den Zweitmarkt

Neben dem Bau neuer Anlagen haben Investoren in Litauen überdies die Möglichkeit, über den sogenannten Zweitmarkt Anlagen (unabhängig davon, ob bereits fertiggestellt, noch im Bau oder in der Planungsphase befindlich) zu erwerben, denen bereits eine Einspeisevergütung zugesprochen wurde. Der Erwerber erhält hierdurch die garantierte Einspeisevergütung über den verbleibenden in der Genehmigung festgelegten Zeitraum und damit eine planbare Rendite.

Ausblick: Litauen plant mit Offshore-Windenergie

Neben der Entwicklung der Onshore-Windenergie, will Litauen auch den Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee fördern. Das Land ist hier noch Nachzügler, bietet jedoch mit einer Küstenlänge von ca. 90 km erhebliche Potenziale. Diesbezüglich hat das litauische Energieministerium Ende 2015 einen ersten Entwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorbereitet. Da die beteiligten Institutionen das Projekt derzeit noch abstimmen, ist es aktuell nicht möglich, eine zuverlässige Prognose darüber abzugeben, wann der Ausbau der Offshore-Windenergie in Litauen tatsächlich beginnen wird und wie hoch die

Gesamtwindenergiekapazität sein wird. Sicher ist allerdings jetzt schon, dass mit der Implementierung von FörderinstrumentenfürOffshore-Windenergieanlagen eine neue Stufe der Entwicklung der Erneuerbaren Energien erreicht würde und erhebliche Möglichkeiten für Investoren geschaffen würden.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Litauen Tobias Kohler

Telefon: +370 (5) 2 12 35 - 90 E-Mail: tobias.kohler@roedl.pro



Rödl & Partner Litauen Žygintas Voronavičius

Telefon: +370 (5) 212 35 - 90

E-Mail: zygintas.voronavicius@roedl.pro

Die wesentlichen Förderungselemente beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Weißrussland

von Tobias Kohler und Marianna Schimanowitsch

Die Kraftstoff- und Energieressourcen der Republik Weißrussland sind äußerst beschränkt. Die gegenwärtig bestehenden Energieressourcen des Landes reichen für höchstens 17 Prozent des Gesamtbedarfs, den Weißrussland vorwiegend durch Energieimporte aus dem Ausland deckt, hauptsächlich mit Gas aus der Russischen Föderation. Neben seiner großen Bedeutung für die Versorgung von

Privathaushalten stellt Gas ebenso die Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Heizenergie sicher. Diese Ausgangssituation sorgt dafür, dass bei der Bekämpfung der Energieabhängigkeit des Landes vermehrt auch die Erneuerbaren Energien eine Rolle spielen.

Das staatliche Programm "Energieeffizienz" für den Zeitraum 2016 - 2020 sieht eine verstärkte Deckung des Energiebedarfs durch die landeseigenen Energieressourcen unter größtmöglicher Einbeziehung Erneuerbarer Energiequellen vor.

Heute nutzen bereits 290 weißrussische Unternehmen im großen Rahmen vorrangig Erneuerbare Energien für ihre Industrieprozesse. Der Wert gibt bereits einen Fingerzeig, welches Potenzial der weißrussische Sektor der Erneuerbaren Energien in sich birgt.

Das Einspeisevergütungssystem in Weißrussland

Das in Weißrussland vorherrschende Förderungssystem für Erneuerbare Energien basiert auf einem staatlich garantierten Einspeisetarif, der über dem regulären Marktpreis für Strom liegt. Seine Höhe ergibt sich aus einem anzuwendenden Multiplikator im Verhältnis zum Markttarif. Welcher Multiplikator Anwendung findet, hängt von der Erzeugungsart ab.

Die Strommenge, die zum erhöhten Tarif eingespeist werden kann, wird durch eine Quotenregelung gedeckelt. Die Quoten werden über Ausschreibungsverfahren vergeben. Der Staat kauft die erzeugte Energie dieser Anlagen auf und vergütet sie.

Überdies besteht eine allgemeine Einspeisegarantie für den aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Strom. Somit können Anlagen, die keine Quoten erhielten dennoch Energie in beliebiger Menge zum Markttarif einspeisen.

Die Gesetze der Republik Weißrussland enthalten keine erschöpfende Aufzählung der erneuerbaren Energiequellen. Gemäß dem 2010 in Kraft getretenen Gesetz Nr. 204-Z "Zu erneuerbaren Energiequellen" vom 27. Dezember 2010 sind darunter Solar-, Wind-, Erdwärme-, Naturwasserstrom-, Holzbrennstoff- und andere Biomasse- und Biogasenergie sowie sämtliche sonstige Energien zu verstehen, die nicht aus nicht-erneuerbaren Quellen erzeugt werden.

Garantierte Einspeisevergütungen über dem Marktpreis für die Dauer von zehn Jahren ab Inbetriebnahme

Den größten Investitionsanreiz bieten in der Republik Weißrussland die über zehn Betriebsjahre garantierten Einspeisevergütungen. Sie berechnen sich aus einem anzuwendenden
Multiplikator im Verhältnis zum Markttarif. Er variiert in Abhängigkeit von der Energiequelle
zwischen 1,1 und 2,7. Der Multiplikator bietet auf diese Weise 1,1-fach bis 2,7-fach höhere
Erlöse im Vergleich zum eigentlichen Marktpreis. Seit dem 1. Juli 2016 beträgt der Tarif für
Industrieverbraucher mit einer Anschlussleistung bis 750 kW 0,25197 weißrussische Rubel
(entspricht 0,1150 Euro) pro kWh.

Durch zwei Energierechtsnovellen in den Jahren 2015 und 2016 erfuhr das weißrussische Einspeisevergütungssystem Anpassungen.

Deckelung der Förderung durch Quoten

Bis 2015 setzte das Gesetz Nr. 204-Z keine Ausbaulimits zur Deckelung der Förderung fest. Jeder Investor erhielt Förderung für beliebig viele Anlagen und unabhängig von deren Leistung. Mit dem Erlass des Präsidenten Nr. 209 vom 18. Mai 2015 und der Anordnung des Ministerrates Nr. 662 vom 6. August 2015 wich man erstmals von dieser Praxis ab und führte eine Quotenregelung ein.

Ausnahmsweise findet die vorgenannte Quotierungsregelung weiterhin keine Anwendung in folgenden Fällen:

- > bei Erzeugern, die Energie aus Erneuerbaren Energiequellen ausschließlich für den Eigenverbrauch erzeugen (die Ausnahme stellt der Energieverkauf an den Staat dar),
- > bei Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Grundlage eines bis zum 20. Mai 2015 geschlossenen und registrierten Investitionsvertrags.

Über die Bestimmung und Verteilung der Quoten entscheidet ein zwischenbehördlicher Ausschuss aus Vertretern des Ministeriums für Energie, Wirtschaft und Natur sowie des Ministerrates der Republik Weißrussland, der Abteilung für Energieeffizienz des Gosstandards (Eichamt) sowie der Nationalen Akademie der Wissenschaften der Republik Weißrussland.

Quotenverteilung durch Ausschreibungen

Das Quotenverteilungsverfahren folgt im Grundsatz folgenden Schritten:

- **1.** Die zuständigen Behörden berechnen erforderliche Kennwerte und legen die entsprechenden Unterlagen dem Ausschuss zur Prüfung vor.
- 2. Aufgrund der vorgelegten Unterlagen bestimmt (bzw. berichtigt) der Ausschuss bis zum 30. April des laufenden Jahres die Quoten mit einer Gültigkeitsdauer von drei Jahren.
- **3.** Bis zum 1. September reicht das Unternehmen, das den Bau einer Erneuerbare-Energien-Anlage beabsichtigt, die erforderlichen Anträge verschlossen ein (Angaben zum Antragsteller müssen sie nicht enthalten): ein Exemplar beim zuständigen Gebietsexekutivkomitee vor Ort des Bauvorhabens und das zweite beim Ausschuss.
- **4.** Nach erfolgter Prüfung lässt das Exekutivkomitee die eingereichten Unterlagen bis zum 1. Oktober des laufenden Kalenderjahres dem Energieministerium zukommen.
- **5.** Der Ausschuss prüft den eingereichten Antrag bis zum 1. November des laufenden Kalenderjahres auf Übereinstimmung mit den gesetzlich festgelegten Voraussetzungen.
- **6.** Bis zum 30. November verkündet der Ausschuss die Liste der Unternehmen und Einzelunternehmer, denen der Bau von regenerativen Energieanlagen im Rahmen der erteilten Quoten genehmigt wird.

Die Unternehmerauswahl findet auf Grundlage der Bewertung der eingereichten Angebote durch den Ausschuss statt. Jede Art der Erneuerbaren Energien hat dabei ihre eigenen vorgeschriebenen Kriterien und Parameter.

Die Teilnahme am Quotenausschreibungsverfahren ist nicht erforderlich bei der Errichtung von Anlagen, die:

- Gegenstand von internationalen und Investitionsverträgen der Republik Weißrussland sind,
- Gegenstand von Investitionsprojekten sind, die über staatliche Auslandsanleihen mit Garantie der Regierung der Republik Weißrussland finanziert werden,
- > Gegenstand von Projekten der internationalen technischen Hilfe sind, die der Ministerrat genehmigt hat,
- > Gegenstand von Projekten ausländischer unentgeltlicher Hilfe sind, die bei der Abteilung für humanitäre Tätigkeit des Präsidialamtes der Republik Weißrussland registriert sind.

Die Quoten für die vorgenannten Anlagen werden außerhalb des regulären Verfahrens vorrangig und ausschreibungsfrei erteilt.

Berechnung der Einspeisevergütung über Multiplikator

Nach Zuteilung der Quote für den Bau einer Erneuerbaren-Energien-Anlage kann ein Unternehmen von dem daraus folgenden wichtigsten Wirtschaftsvorteil Gebrauch machen: einem um den Multiplikator erhöhten Erlös beim Energieverkauf an den Staat. Der Erlass Nr. 209 und die Anordnung des Wirtschaftsministeriums Nr. 45 vom 7. August 2015 setzen hierfür das Multiplikatoranwendungsverfahren fest.

Nach Multiplizierung dieses Wertes mit dem Multiplikator wird der vom Staat zu zahlende Preis für 1 kWh elektrische Energie ermittelt.

Die Multiplikatorwerte können von folgenden Daten abhängen:

- > Art der erneuerbaren Energiequelle
- > elektrische Leistung der Anlage
- > Nutzungsdauer der Anlage
- > faktische Betriebsdauer der Erneuerbare-Energien-Anlage nach ihrer Inbetriebnahme

Zugleich können juristische Personen und Einzelunternehmer bei der Quotierung auf eigene Initiative einen geringeren Multiplikator als den vom Staat vorgegebenen anwenden. Die freiwillige Multiplikatorreduzierung ist für Investoren wirkungsvolles Mittel, um bei Verhandlungen mit dem Staat andere Vorteile und Vergünstigungen oder leichter den Zuschlag zu erhalten.

Bis zum Ablauf von zehn Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage bleibt der bis dahin angewendete Multiplikator gültig. Ab diesem Zeitpunkt kauft der Staat die aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Energie unter Anwendung eines "negativen" Multiplikators ab. Unabhängig von der genutzten Energiequelle liegt der Multiplikator stets zwischen 0 und 1, sodass der Erlös aus dem Energieverkauf an den Staat nach Ablauf von zehn Jahren unter dem jeweils aktuellen Marktpreis für Strom liegt und die Einkünfte des Anlageneigentümers folglich beträchtlich sinken. Nach Ansicht des Gesetzgebers soll diese Lösung Unternehmer dazu bewegen, sich nicht allein mit dem Gewinn aus den bestehenden Erneuerbare-Energien-Anlagen zufriedenzugeben, sondern neue Anlagen zu errichten und den mithilfe der Altanlagen erzeugten Strom zu Marktbedingungen zu verkaufen. Übrigens beträgt die Amortisierungsdauer einer Windanlage in Weißrussland laut Expertenschätzung lediglich fünf Jahre.

Für Investoren gibt es daher zwei mögliche Gewinnerzielungsoptionen:

- im Rahmen einer Quotenausschreibung die Genehmigung für den Bau einer Anlage mit festgeschriebener Leistung zu erlangen und die daraus erzeugte Energie dem Staat unter Anwendung des festgelegten Multiplikators zu verkaufen oder
- ohne Teilnahme an einer Quotenausschreibung Energie für den Eigenverbrauch zu erzeugen und dem Staat überschüssige Restenergie unter Anwendung von "negativen" Multiplikatoren (< 1) zu verkaufen.</p>

Aktuelle gesetzlich festgelegte Multiplikatoren

Gemäß der Anordnung des Wirtschaftsministeriums Nr. 45 vom 7. August 2015 finden auf Erneuerbare-Energien-Anlagen, die im Zeitraum vom 21. Mai bis 20. August 2015 in Betrieb genommen oder im Rahmen der nach dem 20. August 2015 erteilten Quoten errichtet wurden, folgende Multiplikatoren Anwendung:

	Kriterien	lm Laufe der ersten 10 Jahre	lm Laufe der nach- folgenden 10 Jahre	Ab 20 Jahren
Wind	Anlage ist seit weniger als 5 Jahren in Betrieb	1,2	0,75	0,45
	Betriebsdauer über 5 Jahre	1,05		
Wasser	Leistung bis 300 kW	1,2	0, 75	0,45
	Leistung von 301 kW bis 2 MW	1,15		
	Leistung über 2 MW	1,1		
Holzkraftstoff und andere Biomasse- arten	Leistung bis 300 kW	1,3	0,85	0,6
	Leistung von 301 kW bis 2 MW	1,25		
	Leistung über 2 MW	1,2		
Sonne	Leistung bis 300 kW	2,5	0,75	0,45
	Leistung von 301 kW bis 2 MW	2,3		
	Leistung über 2 MW	2,1		
Erdwärmeenergie und andere nichterneuerbare Energiequellen	Leistung bis 300 kW	1,2	0,75	0,45
	Leistung von 301 kW bis 2 MW	1,15		
	Leistung über 2 MW	1,1		
Biogas	Leistung bis 300 kW	1,3	0,85	0,6
	Leistung von 301 kW bis 2 MW	1,25		
	Leistung über 2 MW	1,2		

Tabelle 10: Einspeisevergütung über Multiplikatoren

Sonderregelungen und Rücknahme einer bereits erteilten Quote

Wie bereits erwähnt gelten die neuen Quotierungsregeln nicht für solche Unternehmer, die Erneuerbare-Energien-Anlagen für den Eigenverbrauch errichten. Die Möglichkeit des Energieverkaufs an den Staat bleibt ihnen jedoch trotzdem erhalten. Wird der Eigenbedarf bereits vollständig gedeckt und besteht noch unbeanspruchte Restenergie, so kann sie der Anlagenbetreiber an den Staat verkaufen. Unabhängig von der Energiequelle gelten für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem 20. Mai 2015 ohne Anwendung des regulären Quotierungsverfahrens in Betrieb gegangen sind, bei Verkauf der Restenergie an den Staat nachfolgende festgelegte negative Multiplikatoren (pro kWh):

- > im Laufe der ersten zehn Betriebsjahre ab Inbetriebnahme: 0,7
- > im Laufe der darauffolgenden zehn Betriebsjahre ab Inbetriebnahme: 0,6
- > über 20 Betriebsjahre: 0,45

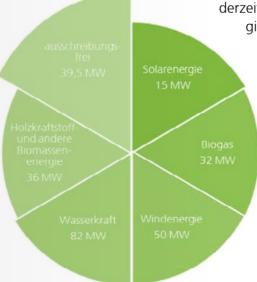
Diese Regelung gilt nicht für Anlagen, die bis zum 20. Mai 2015 in Betrieb gegangen sind aufgrund eines bis zum 20. Mai 2015 abgeschlossenen und registrierten Investitionsvertrages errichtet wurden. Die von diesen Anlagen erzeugte Energie kauft der Staat unter Anwendung des entsprechenden Multiplikators im Laufe der ersten zehn Betriebsjahre ab.

Große Bedeutung hat der Zeitpunkt des Baus einer Erneuerbare Energien-Anlage. Im Antrag zur Quotenverteilung ist der beabsichtigte Projektierungs- und Bautermin anzugeben. Sollte es einem Unternehmen nicht gelingen, die Anlage plangemäß in Betrieb zu nehmen, verkürzt sich die Anwendungszeit des Multiplikators um die Verzugsdauer. Bei einem etwaigen Bauverzug um ein Jahr würde die Anwendungsdauer des ursprünglichen Multiplikators nur noch neun Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlage betragen.

Zukunft der Quotenregelung

Nach den Ergebnissen der ersten Quotenverteilung für 2016 - 2018 betrug das Gesamtleistungsvolumen im Rahmen der verteilten Quoten 215 MW (zur Verteilung siehe Abbildung 20). Zum Vergleich betrug das Gesamtleistungsvolumen aller Heizkraftwerke in der Republik Weißrussland 10.035 MW im Jahr 2014. Der dagegen vergleichsweise niedrige Anteil der den erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zugeteilten Quoten zeugt jedoch nicht von einer

Stagnation bei der Entwicklung der Erneuerbaren Energien, da derzeit bei Weitem noch nicht alle Erneuerbare-Energien-Anlagen, denen die Quoten bereits zugeteilt wurden, in Betrieb gegangen sind.



Nach Angaben des Ministeriums für Naturressourcen- und Umweltschutz der Republik Weißrussland setzt sich das Gesamtleistungsvolumen aller regenerativen Energieanlagen, die sowohl mit dem Ziel des Energieverkaufs an den Staat als auch für den Eigenverbrauch errichtet wurden, gegenwärtig wie folgt zusammen:

Abbildung 20: Ergebnisse der ersten Quotenverteilung 2016 - 2018

> Windenergie: 48,57 MW

> Wasserenergie: 34,03 MW

→ Geothermische Energie: 2,72 MW

Solarenergie: 13,37 MWBiogasenergie: 37,19 MW

> Energie aus Heizkraftstoff und andere Arten von Biomasse: 1.031,24 MW

Die angeführten Werte spiegeln nicht das reale Potenzial der Erneuerbaren Energien in Weißrussland wider. So wird beispielsweise das tatsächliche Potenzial für die Windenergieerzeugung auf 1.600 MW geschätzt. Bisher werden lediglich 3 Prozent dieses beachtlichen Potenzials genutzt. Eine der größten Windkraftanlagen Weißrusslands mit einer Leistung von 1,5 MW befindet sich in der Stadt Novogrudok. Auch Solarenergie wird heute noch unzureichend genutzt und bietet erhebliches Potenzial. Um diese Lücke zu schließen, startete in diesem Jahr in der Nähe der weißrussischen Stadt Bragin der Bau der größten Solarstromanlage des Landes mit einer Gesamtfläche von 50 ha und einer geplanten Leistung von über 4 MW.

Zusätzliche Förderung außerhalb des Energierechts – Investitionsvertrag und Sonderwirtschaftszonen

Neben sektorspezifischen Garantien können Investoren beim Bau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zusätzlich vom Investitionsrecht vorgesehene Vergünstigungen erhalten.

So können Investoren beispielsweise bei der Einfuhr von Erneuerbare-Energien-Anlagen oder entsprechenden Zubehörteilen aus dem Ausland von der Umsatzsteuer befreit werden. Ebenfalls kann bei Grundstücken, auf denen sich solche Anlagen befinden, die Grundsteuer entfallen.

Im Zuge der Investition in Erneuerbare-Energien-Anlagen kann der Investor mit dem weißrussischen Staat zudem einen sog. Investitionsvertrag zur Realisierung eines Investitionsprojektes schließen. Auf Grundlage eines solchen Investitionsvertrages hat der Investor die
Möglichkeit, eine Fülle an Vergünstigungen und Präferenzen zu erhalten. Während der Vertragslaufzeit kann der Investor von folgenden Vorteilen profitieren:

- > auktionsfreie Gewährung eines Grundstücks für die Realisierung eines Investitionsprojektes
- vollständiger Umsatzsteuerabzug sowie Befreiung von der Entrichtung der Zollgebühren in Bezug auf solche Waren und Leistungen, die zur Realisierung des Investitionsprojektes erforderlich sind
- > Befreiung von der Bodensteuer

Neben diesen genannten Vergünstigungen erhalten Investoren die Möglichkeit einer zusätzlichen Steueroptimierung, indem sie partiell oder komplett Befreiung von der verbindlichen Steuer- und/oder Gebührenentrichtung an die weißrussischen Behörden befreit sind.

Ähnliche Vorteile wie im Zuge eines Investitionsvertrages bestehen auch bei der Investition in Erneuerbare-Energien-Projekte:

- > in einer der freien Wirtschaftszonen
- im Hightech-Park für Investoren aus der IT- und Kommunikationsbranche
- › in kleinen und mittelgroßen Ortschaften (im gesamten Gebiet der Republik Weißrussland mit Ausnahme der 22 größten Städte)
- > im chinesisch-weißrussischen Industriepark

Fazit

Bei Einschätzung der Perspektiven für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Republik Weißrussland ist ersichtlich, dass dort noch erhebliche Potenziale vorhanden sind, wodurch für Investoren eine breite Palette von Möglichkeiten entsteht. Während die Entwicklung der Wasser- und Erdwärmeenergie aufgrund der geografischen Spezifika des Landes äußerst langsam voranschreitet, steht der Nutzung der Solar- und Windenergie nichts im Wege: weder natürliche Gegebenheiten noch geltende Rechtsvorschriften. Ein relativ einfaches Verfahren für die Projektierung und Errichtung von regenerativen Energieanlagen, niedrige Kosten sowie kurze Amortisierungszeiten machen Investitionen in Erneuerbare Energien in der Republik Weißrussland aussichtsreich und lukrativ.

Die neuen restriktiveren Quotierungsregelungen sind indes kein Indiz dafür, dass die Entwicklung der Erneuerbaren Energien bereits auf ihrem Höhepunkt angelangt wäre. Vielmehr schaffen sie die Möglichkeit eines gezielteren und planmäßigeren Ausbaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Zudem stärken sie den Wettbewerb unter den Unternehmern, vor allem im Bereich Innovation. Die notwendige Sicherheit, auch zukünftig Einkünfte aus der Energieproduktion mithilfe von Erneuerbaren Energien zu erzielen, bleibt durch den garantierten Multiplikator für die ersten zehn Jahre zudem weiter bestehen.

Darüber hinaus kann der Investor unter Nutzung des weißrussischen Investitionsrechts weitere Vorteile für sich erlangen – sei es durch Abschluss eines Investitionsvertrages mit dem Staat oder durch Investition in eine der zahlreichen Sonderwirtschaftszonen des Landes.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Weißrussland Tobias Kohler

Telefon: +370 (5) 2 12 35 - 90 E-Mail: tobias.kohler@roedl.pro



Rödl & Partner Weißrussland Marianna Schimanowitsch

Telefon: +375 (17) 2 09 42 - 84

E-Mail: marianna.schimanowitsch@roedl.pro

10 Ukraine – auf dem Weg zur Unabhängigkeit von Energieimporten

von Dr. Beata Pankowska-Lier

Der ukrainische Energieverbrauch ist im europäischen Vergleich noch immer sehr hoch. Um die Energieeffizienz zu steigern, sind Investitionen in diesem Bereich unausweichlich. Steigende Energiepreise und der Konflikt mit Russland haben dazu beigetragen, dass sich die Ukraine die Unabhängigkeit von Energieimporten als Ziel gesetzt hat. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien soll diese Absicht unterstützen.

Seit Jahren bemüht sich die Ukraine, Investitionen in die Erneuerbaren Energien zu fördern. Die ersten gesetzlichen Regelungen hat die Regierung bereits 2008 geschaffen. Seit 2009 gilt der sogenannte "Grüne Tarif", d. h. die "Einspeisevergütung". Der Staat garantiert damit, den Produzenten die erzeugte "grüne Energie" abzukaufen. In den Folgejahren hat das Recht der Erneuerbaren Energien in der Ukraine mehrmalige Änderungen erfahren mit dem Ziel, einerseits Investoren für diesen Sektor zu gewinnen und andererseits die nationale Produktion der technischen Ausrüstung für die Erneuerbare-Energien-Anlagen zu fördern.

Unter anderem hat das ukrainische Parlament im Juni 2015 ein neues Gesetz "Über die Einführung von Änderungen einiger Gesetze der Ukraine bezüglich der Schaffung von speziellen Bedingungen für die Produktion von Elektrizität aus alternativen Energiequellen" (Gesetz Nr. 514-VIII) verabschiedet. Das Gesetz ist am 16. Juni 2015 in Kraft getreten und bestimmt die Gültigkeit des "Grünen Tarifs" bis zum Jahre 2030, jedoch in veränderter Höhe, da er sich nun am Weltdurchschnitt orientiert: Für Strom aus Solaranlagen wurde der "Grüne Tarif" reduziert und auch den Koeffizienten für die sogenannte "Spitzenzeit" hat das Gesetz geändert. Unangetastet blieb der Tarif für Strom aus Windparks, der weiterhin von der jeweiligen Leistung des Windrads abhängt. Ein höherer "Grüner Tarif" gilt für Strom aus Wasserkraftwerken sowie aus Biogas- und Biomasseanlagen.

Der Gesetzgeber hat zudem die sogenannten Local-content-Regelungen abgeschafft und stattdessen einen Zuschlag zum "Grünen Tarif" eingeführt. Den Zuschlag von 5 oder 10 Prozent erhält, wer beim Bau von Erneuerbare-Energien-Anlagen auch auf Equipment aus ukrainischer Produktion zurückgreift (gilt nicht für Privathaushalte). Die Höhe hängt vom Umfang der Nutzung ab: mindestens 30 Prozent ukrainische Ausrüstung = 5 Prozent Zuschlag, mindestens 50 Prozent ukrainisches Equipment = 10 Prozent Zuschlag. Die neuen Zuschlagsregeln sollen der Weiterentwicklung des ukrainischen Know-hows dienen und die Produktion und den Vertrieb ukrainischen Equipments fördern.

Das Gesetz eröffnet auch den privaten Haushalten die Möglichkeit, nicht nur Solar-, sondern auch Windanlagen zu errichten – jeweils mit einer Leistung bis zu 30 kW. Einen Überschuss produzierter Energie dürfen die Haushalte weiterverkaufen.

Die ukrainische Regierung betont, dass die Höhe des "Grünen Tarifs" zunächst für 3–5 Jahre fixiert ist und in den nächsten Jahren keine Änderungen vorgesehen sind. Das werde dazu beitragen, den Sektor der Erneuerbaren Energien in der Ukraine zu entwickeln und zu fördern. Es sei ein sehr wichtiger Bereich für die gesamte ukrainische Wirtschaft mit sehr großem Wachstumspotenzial.

Aus diesen Gründen hat die Regierung Investitionsprogramme in einer Größenordnung von 15 Milliarden Euro für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2020 verabschiedet. Bis dahin, so lautet das ehrgeizige Ziel, sollen 11 Prozent der Energie aus erneuerbaren Energiequellen stammen (zurzeit sind es gerade 3,8 Prozent). Die Regierung hofft, dass sich ausländische Investoren an den Projekten beteiligen werden, und das Land bietet dafür große Landflächen, sehr gute Wetterbedingungen und günstige Windverhältnisse. Dank der gut ausgebauten Landwirtschaft kann man auch die Nutzung von Biomasse und Biogas ausweiten. Das sind die besten Voraussetzungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und stellen unstreitig ein großes Potenzial dar.

In der Ukraine werden zurzeit sehr viele Erneuerbare-Energien-Projekte verwirklicht. In den Karpaten entstehen Windparks, die sukzessiv den Betrieb aufnehmen; der größte von ihnen befindet sich in Staryj Sambir. Südlich von Winnyzja Oblast sowie in Trostyanets sind Solaranlagen in Betrieb gegangen, weitere entstehen in zentralen Regionen der Ukraine.

Die ukrainische Regierung hat für den Ausbau der Erneuerbaren Energien sehr ambitionierte Pläne. Über 30 Jahre nach der Tschernobyl-Katastrophe soll aus der verseuchten Region wieder Strom fließen, diesmal aber "grüne Energie". Geplant ist, auf dem gesamten Sperrgebiet und damit auf einer Fläche von 4.100 Quadratkilometern den größten Solarpark der Welt mit einer Leistung zwischen 1 und 4 Gigawatt zu errichten. Zum Vergleich: Das Atomkraftwerk von Tschernobyl verfügte über eine Leistung von 3,8 Gigawatt. Die Region weist zweifellos großes Potenzial für Erneuerbare Energien auf. Noch immer existieren die Hochspannungsleitungen, die zuvor von dem Atomkraftwerk genutzt wurden, sodass einer der größten Kostenfaktoren für das neue Projekt erst einmal beseitigt ist. Zudem verfügt die Ukraine in allen Bereichen der Energieversorgung über sehr gut ausgebildetes Personal. Insbesondere Fachkräfte mit Erfahrung mit Hochspannungsanlagen sind nahe Tschernobyl nicht schwer zu finden. Die Vorbereitungen für das Projekt haben bereits begonnen und es laufen Verhandlungen mit kanadischen Energiekonzernen und amerikanischen Investmentfirmen. Auch die Europäische Bank für Rekonstruktion und Entwicklung (EBRE) hat ihr Interesse an dem Projekt signalisiert, zieht eine Beteiligung aber nur in Betracht, solange keine Bedenken hinsichtlich der Umwelt bestehen.

Die Umsetzung dieses Projektes würde für die Ukraine einen großen Sprung in die grüne Zukunft bedeuten.

Fazit

Die Ukraine will die Energieimporte künftig reduzieren und den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Primärenergieversorgung erhöhen. Die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen haben sich in den letzten Jahren erheblich verbessert, seit die Regierung viel für die Deregulierung unternommen hat und für die Erneuerbaren Energien eine Annäherung an

die europäischen Rahmenbedingungen anstrebt. Die Ukraine sucht private Investoren, die am dynamischen Marktwachstum teilhaben möchten.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Ukraine Dr. Beata Pankowska-Lier

Telefon: +380 (44) 5 86 - 23 03 E-Mail: beata.pankowska-lier@roedl.pro

Erneuerbare Energien in Russland: Fakten und Aussichten

von Dr. Tatiana Vukolova

Statistiken belegen, dass das Gesamtvolumen der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie in Russland derzeit lediglich 1 Prozent beträgt⁷⁰. Dies ist eine überraschend niedrige Quote angesichts der immensen Fläche und des Ressourcenreichtums der Russischen Föderation. Dabei ließe sich laut Experten in der aktuellen Wirtschaftslage ein Viertel des Energiebedarfs in Russland durch Energie aus erneuerbaren Quellen decken. Mit der Verabschiedung von Vorschrift Nr. 449 vom 28. Mai 2013 sowie weiterer gesetzlicher Maßnahmen unternahm die russische Regierung wichtige Schritte hin zu einer verstärkten Förderung der Erneuerbaren Energien.

Die Neuerungen im russischen Energiemarkt

Trotz der weltweit rasanten Entwicklung der Erneuerbaren Energien bleibt Russland bisher Nachzügler, da die Regierung noch immer weitestgehend auf die Energiegewinnung durch Kernkraft, Kohle und Wasserkraft setzt. Dabei birgt die territoriale Fläche Russlands ein großes Potenzial für die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen. Zu nennen sind insoweit insbesondere der Sonnengürtel, der sich von Westen nach Osten entlang der südlichen Landesgrenze erstreckt, ergiebige Winde in den Küstenregionen sowie eine Vielzahl von Ressourcen für Bioenergie.

Gemäß einer Verordnung der Regierung der Russischen Föderation soll der Anteil erneuerbarer Energiequellen bis zum Jahr 2020 auf 4,5 Prozent steigen⁷¹.

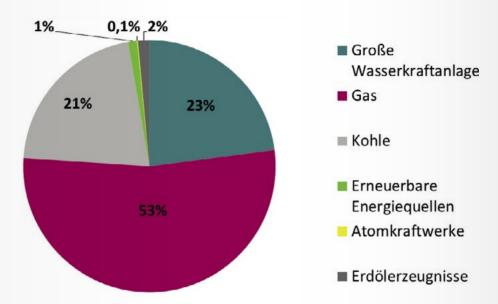


Abbildung 21: Energiewirtschaft in Russland aktuell

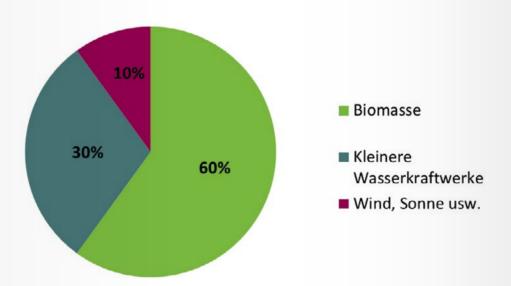


Abbildung 22: Verteilung Erneuerbarer Energien nach Branche

Um den angestrebten Prozentsatz bis zum Jahr 2020 zu erreichen, bemüht sich der Staat aktuell um die notwendigen Mechanismen. So hat er z.B. im Jahr 2013 die Vorschriften des Föderalen Gesetzes "Über die Energiewirtschaft" durch eine Reihe von Normativakten erweitert, um die Entwicklung der erneuerbaren Energiequellen voranzutreiben. Durch Erlass Nr. 449 vom 28. Mai 2013 bestimmte die Regierung der Russischen Föderation Regeln, um die Preise für die aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenen Kapazitäten festzulegen. Diese Preise orientieren sich an der Kapazität der Anlage. Angesichts der Schwierigkeiten, die sich aus den variablen Kapazitäten einiger Energiequellen (z.B. Sonnen- oder Windenergie) ergeben, schreibt Erlass Nr. 449 spezifische Kapazitätenregeln für Erneuerbare Energien vor.

Für den Strommarkt hat die Regierung das Verfahren "zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen" in Gang gesetzt. Es sieht vor, für Investitionsprojekte zum Bau von neuen Erneuerbare-Energien-Kraftwerken Ausschreibungen durchzuführen und anschließend über die Zurverfügungstellung der Kapazitäten Verträge abzuschließen. Auch wenn Vertragspartner die Investoren und Großmarktverbraucher sind, legt die wesentlichen vertraglichen Konditionen doch die russische Regierung fest. Das Ziel der Ausschreibungen ist es, jährlich in einem kompetitiven Verfahren Investmentprojekte in jedem der verschiedenen Segmente der Erneuerbaren Energien auszuwählen – dies allerdings nur bis zu einem bestimmten MW-Grenzwert. Die Limitierung soll dafür sorgen, die Kosten für den Verbraucher möglichst gering zu halten. Die im Rahmen der Ausschreibungen auserwählten Erneuerbare-Energien-Projekte berechtigen deren Investoren, Verträge mit Großmarktverbrauchern über die Zurverfügungstellung der gewonnenen Kapazitäten abzuschließen.

Die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für Investitionsprojekte für den Bau von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken

Laut Erlass Nr. 449 können nur Projekte der Solarenergie, der Windenergie und der Kleinwasserkraft eine Förderung erhalten. Außerdem müssen die Anlagen eine Minimalkapazität von 5 MW jährlich erreichen.

Die Frist für die Teilnahme endet am 10. Juni jedes Jahres. Die Teilnahmeunterlagen sollten Folgendes umfassen:

- > die Identität der Projektteilnehmer
- › die Projektbezeichnung und die Bezeichnung der geplanten Erneuerbare-Energien-Anlage
- > die Lage der geplanten Anlage
- > die Art der Erneuerbare-Energien-Technologie
- › die wahrscheinlich installierte Kapazität
- > die vorläufigen Versorgungspunkte im Großhandelsmarktberechnungsmodell
- > den geplanten Energielieferungsbeginn

- > die geplanten Kosten (inklusive Anschlusskosten) in Rubel pro kW installierter Kapazität
- > den geplanten "local content"
- > die Garantien zur Absicherung der Projektdurchführung

Für die Auswahl der Investmentprojekte, die in zwei Runden stattfindet, ist der Administrator des Handelssystems zuständig. In der ersten Runde werden diejenigen Projekte ausgewählt, die die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen; in der zweiten Runde sind vor allem die Kapitalkosten entscheidend. Um in die zweite Runde zu gelangen, müssen die Investitionsprojekte folgende Kriterien erfüllen: Registrierung als vorläufiger Lieferant auf dem Großhandelsmarkt, Einhaltung der von der russischen Regierung festgelegten Kapitalkostengrenzen, Einhaltung der Local-content-Anforderungen, Bereitstellen einer Bankgarantie und der nötigen unterschriebenen Verträge.

Besonderheiten des russischen Förderungsprogramms

Die russische Förderungsmethode für erneuerbare Energiequellen unterscheidet sich grundlegend von der Förderung, die in den meisten anderen Ländern Anwendung findet. Russland fördert aufgrund der Kapazität, die die Erneuerbare-Energien-Anlage zur Verfügung stellen kann (in MW oder MW pro Monat). Es handelt sich daher um ein kapazitätsbasiertes System, während andere Länder die Förderung üblicherweise an die Menge des von der Anlage tatsächlich produzierten Stroms (in MWh) koppeln (z.B. durch spezielle (Feed-in-) Tarife, Zuschläge und Zertifikate). Das Vertragswerk heißt dann branchenüblich PPA – Power Purchase Agreement.

Die Produktion innerhalb der russischen Föderation erfährt große Aufmerksamkeit. Beispielsweise ist zu garantieren, dass nur Anlagenteile Verwendung finden, die wenigstens teilweise in Russland hergestellt oder zusammengesetzt werden. Die Regierung der Russischen Föderation hat für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 für jede Art von Erneuerbare-Energien-Anlage Local-content-Ziele festgelegt⁷².

Ferner bestimmt die Verordnung der Regierung der Russischen Föderation Nr. 1 vom 8. Januar 2009 für die Förderung erneuerbarer Energiequellen Indikatoren zu den Grenzwerten der Erneuerbare-Energien-Projekte, zu den Ausbauwerten für die jeweilige Erneuerbare-Energien-Technologie sowie zum "local content".

Die Zielwerte für den jährlichen Ausbau und die Anforderungen an den "local content" sind für jede Erzeugungstechnologie so angesetzt, dass im Rahmen der Errichtung großer Produktionsstätten zur Herstellung einzelner Komponenten von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf dem Territorium der Russischen Föderation mit guten Gewinnaussichten zu rechnen ist. Das ermöglicht den Investoren, beim Bau der Erneuerbare-Energien-Projekte die in den Verträgen über die Zurverfügungstellung von Kapazitäten vereinbarten Local-content-Werte zu erreichen. Außerdem soll ein ausreichender Wettbewerbsdruck auf dem Markt für solche Anlagen entstehen, der später zur Senkung der Endpreise führen kann.

Was den Einzelhandelsmarkt betrifft, so bestimmt Erlass Nr. 47 der Regierung der Russischen Föderation vom 23. Januar 2015 die Anwendung des Verfahrens zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen auf Einzelhandelsmärkten in Preisbildungszonen und Nichtpreisbildungszonen des Großhandelsmarktes sowie in territorial isolierten Energieversorgungsgebieten. Der Erlass legt das Verfahren zur Bildung einer langfristigen tariflichen Regulierung der Erneuerbare-Energien-Projekte auf Einzelhandelsmärkten sowie die Regeln für deren Betrieb fest.

Projekte

Zu den ersten Projekten, die auf Grundlage dieser Mechanismen umgesetzt werden, gehören:

Großhandelsmärkte:

Inbetriebnahme eines Solarkraftwerks mit einer Kapazität von 5 MW in der Siedlung Perewolozkij im Gebiet Orenburg im Mai 2015.

Inbetriebnahme eines Solarkraftwerks mit einer Kapazität von 25 MW in Orsk im Oktober 2015.

Einzelhandelsmärkte:

Im September 2015 wurde im Fernen Osten in der Siedlung Ust-Kamtschatsk ein Windkraftkomplex eröffnet. Er besteht aus drei Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von 900 KW .

Fazit

Die neue Gesetzgebung der russischen Regierung ist ein erster Schritt in Richtung klarer rechtlicher Rahmenbedingungen für die Erneuerbaren Energien. Die russische Herangehensweise ist eine besondere, da es sich um ein kapazitätenbasiertes System handelt.

Trotz einiger vielversprechender Neuerungen birgt das System dennoch Schwächen und Unsicherheiten. So mögen die Voraussetzungen des "local content" auf einige Investoren abschreckend wirken, denn weil sie die Nutzung ausländischer Ressourcen unterbinden, können sie unter Umständen zu höheren Kapitalkosten führen. Des Weiteren ist fraglich, wie viel Rechtssicherheit Erlass Nr. 449 tatsächlich bietet, da sich z.B. die Kalkulation der Kapazitäts-

preise auf ein extrem komplexes
Formular stützt,
das für viele noch
recht undurchsichtig ist. Mögliche
Gewinnspannen
vorherzusagen, ist
deshalb schwierig.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Russland Dr. Tatiana Vukolova

Telefon: +7 (495) 9 33 - 51 20 E-Mail: tatiana.vukolova@roedl.pro

12 Georgien – Wasserkraft voraus!

von Klaus Kessler

Georgien ist für seine wunderschöne Landschaft und die Gastfreundschaft seiner Bewohner bekannt. Nur wenige Eingeweihte wissen, aus welchen enormen Potenzialen und Ressourcen Georgien hinsichtlich Erneuerbarer Energien schöpfen kann, weil es weder über Erdgas- noch über Erdölreserven verfügt.

Das kleine Land im Kaukasus setzt voll auf grüne Energie. Schon jetzt bezieht das Land zwischen 80 und 90 Prozent des Stroms aus grünen

Energiequellen, davon mehr als 50 Prozent aus großen Wasserkraftwerken. Langfristig sollen die erneuerbaren Energiequellen den gesamten Elektrizitätsbedarf decken. Zudem soll Strom zu einem der wichtigsten Exportgüter werden.

Insbesondere Wasser spielt bei den Erneuerbaren Energien in Georgien eine bedeutende Rolle, denn das Land gehört zu den fünf wasserreichsten Staaten der Welt. Auf eine Landesfläche von 70.000 Quadratkilometern verteilt fließen 26.000 Flüsse. 300 davon verfügen über sehr großes Wasserkraftpotenzial und sind für die Nutzung der Wasserkraft prädestiniert. Die Energieproduktion aus Wasserkraftwerken hat in Georgien eine sehr lange Tradition. Das erste Wasserwerk wurde bereits 1989 fertiggestellt.

Insgesamt produziert Georgien mit Wasserkraft gegenwärtig ca. 3.000 MW Strom, das natürliche Potenzial liegt Schätzungen zufolge jedoch wesentlich höher. Die georgische Regierung beabsichtigt, dieses Potenzial bis 2030 im großen Stil zu heben. Bereits bis zum Jahr 2025 soll die Stromproduktion aus Wasserkraftwerken auf mindestens 6.600 MW erhöht und damit mehr als verdoppelt werden.

Die Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Versorgungssicherheit im Energiesektor zu erhöhen und die Importabhängigkeit – insbesondere in den Wintermonaten – zu reduzieren. Eine große Bedeutung kommt dabei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu. Verständlicherweise setzt Georgien angesichts der enormen Wasserressourcen in erster Linie auf Wasserkraft: Die alten Wasserkraftwerke sollen saniert und neue gebaut werden.

Das Energieministerium hat 2015 einen sogenannten "Ten Year Network Development Plan for Georgia 2015–2025" ausgearbeitet und präsentiert. Davon abgesehen, dass die Liberalisierung des nationalen Energiemarktes zwischen 2017 und 2020 abgeschlossen sein soll, sieht der Plan bis zum Jahr 2025 die Errichtung von Wasserkraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 3.900 MW vor, wofür Investitionen von mehreren Milliarden US-Dollar erforderlich sind. Um diese Pläne zu verwirklichen, hat man 91 potenzielle Wasserkraftwerke identifiziert, wovon sich 56 bereits in Planung befinden. Einige Projekte sind schon an die Investoren freigegeben.

Neben dem Ausbau der Wasserkraftwerkskapazitäten ist auch eine Ausweitung des Stromnetzes erforderlich, denn Georgien beabsichtigt, Strom zu einem der wichtigsten Exportgüter zu entwickeln. Das bestehende Netz ist aber für höhere Kapazitäten und Stromexporte in die Nachbarländer nicht ausgelegt. Vor diesem Hintergrund bietet Georgien ein sehr hohes Investitionspotenzial für ausländische Investoren, denn auf sie setzt die georgische Regierung vor allem für den Bau neuer Wasserkraftwerke. Nach Garantien der Regierung sollen die Kraftwerke im Besitz der Investoren verbleiben.

Das Investitionsklima in Georgien ist sehr gut. Keine Korruption, ein gut funktionierendes Verwaltungssystem und gute rechtliche Rahmenbedingungen haben dazu beigetragen, dass ausländische Investoren bedenkenlos in Georgien investieren können.

Fazit

Georgien bietet die besten Voraussetzungen für den Ausbau und die Nutzung der kostengünstigen Stromerzeugung aus Wasserkraft. Die Regierung des Landes hat das gewaltige Potenzial erkannt und fördert den Ausbau nach Kräften, was erheblich zur wirtschaftlichen Entwicklung Georgiens beitragen wird. Denn künftig können sich auch energieintensive Unternehmen in Georgien niederlassen und von der kostengünstigen Energie profitieren. Die georgische Regierung ist bestrebt, auf lange Sicht ein wichtiges Energiedrehkreuz in der Region zu werden. All das sind beste Aussichten für Georgien und man kann nur hoffen, dass alle Projekte weiterhin zielstrebig verwirklicht werden.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Georgien Klaus Kessler

Telefon: +380 (44) 5 86 - 23 03 E-Mail: klaus.kessler@roedl.pro

Ausgewählte Problemfelder des kasachischen Rechts der erneuerbaren Energieträger

von Michael Quiring

Die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Kasachstan stößt seit der Festsetzung von festen Einspeisetarifen, die nunmehr an ausländische Währungen gekoppelt werden können, auf großes Interesse bei ausländischen Investoren.

Nachfolgende Ausführungen behandeln ausgewählte aktuelle Problemfelder, die Investoren bei einem Einstieg wie beispielsweise beim Erwerb einer kasachischen Projektgesellschaft beachten sollten.

Aufnahme in die Liste der energieproduzierenden Unternehmen

In der Verordnung Nr. 3 des kasachischen Energieministeriums vom 19. August 2014 regelte der Gesetzgeber, welche Nachweise eine Projektgesellschaft als Antragstellerin einreichen musste, um in die Liste der energieproduzierenden Unternehmen aufgenommen zu werden. Die Verordnung ist jedoch am 29. Juni 2015 (Verordnung Nr. 448) außer Kraft gesetzt worden. Bis zur Änderung des kasachischen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) war mehrere Monate lang unklar, ob es noch möglich sein würde, für die Projektgesellschaft und ihr Projekt einen Platz auf der Liste der energieproduzierenden Unternehmen zu bekommen.

Anstatt nunmehr die Anforderungen an die Aufnahme in die Liste per Verordnung zu regeln, überließ es der Gesetzgeber dem Energieministerium, die Anforderungen per Erlass zu regeln. Das Energieministerium hat einen solchen Erlass am 12. Mai 2016 beschlossen, der bislang nur auf der Homepage des Ministeriums (www.energo.gov.kz), jedoch (noch) nicht in dem kasachischen elektronischen Anzeiger "adilet.kz" abrufbar ist. In dem Erlass ist nunmehr genau aufgelistet, welche Unterlagen respektive Nachweise neben dem zu stellenden Antrag beigebracht werden müssen, um in die Liste aufgenommen zu werden.

Besonderheiten beim Abschluss eines Pachtvertrages zur Realisierung einer Erneuerbare-Energien-Anlage

Ein weiteres typisches Problem bei dem Erwerb einer Gesellschaft stellt die Dauer des Pachtvertrages dar, in dem die lokale Verwaltungsbehörde dem Betreiber einer Anlage zur Gewinnung von Erneuerbaren Energien Grundflächen zur Verfügung stellt. Auch auf diesen Aspekt sollte sich das Augenmerk eines potenziellen Erwerbers richten.

Vor dem Abschluss eines Pachtvertrages mit der Projektgesellschaft findet ein innerbehördliches Abstimmungsverfahren zwischen der lokalen Verwaltungsbehörde und der oberen Verwaltungsbehörde statt. Auf Antrag der Projektgesellschaft prüft die lokale (untere) Verwaltungsbehörde im Rahmen einer summarischen Prüfung, ob und wenn ja wo für das beabsichtigte Projekt, ausgehend von dem Flächennutzungsplan, ein Grundstück zur Verfügung gestellt werden kann. Den Vorschlag der unteren Verwaltungsbehörde muss die obere Verwaltungsbehörde förmlich bestätigen. Grundsätzlich bestehen die Optionen, dem Antragsteller ein Grundstück langfristig zu verpachten oder ihm ein Grundstück zum Kauf anzubieten. In der Regel fällt die Entscheidung dahingehend, dem Antragsteller das Grundstück auf der Grundlage eines langfristigen Pachtvertrages zur Verfügung zu stellen.

In der Praxis ist in den letzten Jahren die Tendenz zu erkennen, dass die untere Behörde trotz Zustimmung der oberen Verwaltungsbehörde während der Planungsphase in der Regel nur einen zeitlich auf 2–3 Jahre befristeten Pachtvertrag abschließen möchte. Für einen potenziellen Investor ist das ein Unsicherheitsfaktor. Denn obwohl im Rahmen eines kurzfristigen Pachtvertrages die Zielgesellschaft als Pächterin ein Vorrecht zum Abschluss respektive zur Verlängerung des Dauerpachtvertrages hat, kann nicht außer Acht bleiben, dass der Pachtvertrag mit Ablauf der Pachtdauer seine Wirksamkeit verliert und der Zielgesellschaft der Baugrund für die Errichtung der Anlage buchstäblich entzogen werden kann.

Die Zielgesellschaft sollte deshalb unter Hinweis auf die Regelung des § 35 des kasachischen Bodengesetzbuches entweder gleich auf dem Abschluss eines Dauerpachtvertrages bestehen oder frühzeitig die Umwandlung eines kurzfristigen Pachtvertrages in einen Dauerpachtvertrag beantragen. § 35 des kasachischen Bodengesetzbuchs schränkt das Ermessen der unteren (lokalen) Verwaltungsbehörde beim Abschluss eines Pachtvertrages ein. So muss die Behörde die künftige Art der Nutzung durch den Pächter und mithin auch die Art seines Vorhabens entsprechend berücksichtigen. Bei der Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen handelt es sich um Bauvorhaben, die auf eine Dauer von 15 bis 20 Jahren angelegt sind. Dieser Aspekt ist hinsichtlich der Dauer des Pachtvertrages zu berücksichtigen. Sofern es zunächst nur zum Abschluss eines kurzfristigen Pachtvertrags kam, kann die Zielgesellschaft vortragen, dass Erkundungsarbeiten abgeschlossen, eine Baugenehmigung bereits erteilt oder mit dem Bauvorhaben bereits begonnen worden ist. Solche Umstände reduzieren das Ermessen der unteren Verwaltungsbehörde im Zweifelsfall auf null.

PPA abgeschlossen - weitere Risiken?

Nach Abschluss des Power Purchase Agreements (PPA) muss die Projektgesellschaft weitere Vorgaben des kasachischen EEG beachten, darunter auch die Vorgabe, dass spätestens 18 Monate nach der Unterzeichnung des PPA mit dem Bau des Projekts zu beginnen ist. Zudem ist binnen einer Frist von 36 Monaten die bauliche Abnahme der Anlage durch die kasachische Baubehörde sicherzustellen.

Für einen Investor, der eine Projektgesellschaft erwerben möchte, stellt sich in diesem Zusammenhang eine Reihe von Fragen, z. B. wie der Baubeginn und der Begriff der Abnahme nach kasachischem Recht definiert sind.

Nach kasachischem Recht muss der Bauherr die Baubehörde über den Beginn der Bauarbeiten unterrichten. Es handelt sich um ein genehmigungsfreies Anzeigeverfahren, das die Vereinbarkeit des Bauvorhabens durch staatliche Sachverständige bestätigt. Fünf Tage nach der Anzeige prüft die Baubehörde den Beginn der sog. vorbereitenden Baumaßnahmen. Dazu gehört das Aufstellen eines Bauzauns oder sonstige bauliche Maßnahmen, die in der Projektdokumentation niedergelegt sind.

Das bedeutet, dass zur Einhaltung der zuvor genannten Frist von 18 Monaten die bloße Anzeige nicht ausreicht. Der Bauherr sollte bereits vor der Anzeige des Baubeginns genau planen, welche vorbereitenden Baumaßnahmen er innerhalb der kurzen Zeit ausführen kann.

Ein potenzieller Investor sollte sich eine Kopie der baulichen Anzeige und idealerweise eine Fotodokumentation über den Beginn des Baus aushändigen lassen.

Mittlerweile befinden sich über 50 Projektgesellschaften auf der Liste der sog. energieproduzierenden Unternehmen. Zahlreiche dieser Projektgesellschaften stehen zum Kauf, wobei eine Vielzahl von ihnen die PPAs bereits vor mehr als einem Jahr abgeschlossen haben. Für einen Investor stellt sich deshalb die weitere Frage, ob sich die eingangs erwähnte Frist von 36 Monaten zur Fertigstellung des Bauprojekts einhalten lassen wird und unter welchen Voraussetzungen er sie verlängern kann.

Ist das Bauvorhaben aus objektiven, vom Bauherrn nicht zu vertretenden Gründen nicht binnen der Frist von 36 Monaten zu verwirklichen, muss das der Baubehörde angezeigt werden, die entsprechende Änderungen in der Projektdokumentation genehmigt. Zusätzlich sind entsprechende Änderungen in einer Zusatzvereinbarung zum PPA festzuhalten. Andererseits ordnen die Regeln zum Abschluss des PPA (festgelegt durch die Verordnung des Ministeriums zu Nr. 164 vom 2. März 2015) an, dass das PPA erst im Falle einer Überschreitung der 36-monatigen Frist um mehr als sechs Monate als unwirksam gilt.

Ist eine Überschreitung abzusehen, sollte die Projektgesellschaft umgehend mit der Baubehörde, aber auch mit der unteren Verwaltungsbehörde Kontakt aufnehmen, um dem Risiko eines faktischen Auslaufens des PPA vorzubeugen.

Bei weiteren Fragen rund um den Abschluss eines PPA in Kasachstan stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Kasachstan Michael Quiring

Telefon: +7 (727) 3 56 - 06 55 E-Mail: michael.quiring@roedl.pro

Erneuerbare Energien im Iran – ein Zukunftsmarkt?

von Kai Imolauer

Mit dem Implementation Day am 16. Januar 2016 wurden die Wirtschafts- und Finanzsanktionen gegen den Iran gelockert und teilweise aufgehoben. Daraus ergeben sich neue Investitions- und Vertriebsmöglichkeiten im Iran, vor allem in Bezug auf Technologien aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien.

Die Parlamentswahlen am 28. Februar 2016, die Irans Präsident Hassan Rouhani und seine Unterstützer aus dem gemäßigten Lager deutlich gestärkt haben, zeigen, dass das iranische Volk die Öffnung des iranischen Marktes mitträgt.

Die Lage auf dem iranischen Strommarkt ist bis heute vor allem von konventionellen Energieträgern geprägt. Ursache dafür ist nicht zuletzt, dass der Iran über große Öl- und Gasreserven verfügt. Des Weiteren ist in Buschehr erst seit 2013 das erste Kernkraftwerk mit einer Kapazität von 700 MW voll einsatzbereit. Zwei weitere Kraftwerksblöcke mit einer Kapazität von jeweils 1.000 MW sind in Buschehr geplant⁷³. Daneben wurde ein türkischer Energiekonzern mit dem Bau von sieben Gaskraftwerken mit einem Investitionsvolumen von umgerechnet 3,7 Milliarden Euro beauftragt. Die Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 6.020 MW sollen die Versorgung von 10 Prozent des iranischen Energiebedarfs decken⁷⁴.

Die Elektrizitätsversorgung im Iran ist in staatlicher Hand und beim Ministerium für Energie angesiedelt, in das auch die staatliche TAVANIR Holding Company eingegliedert ist. Zu den sechs untergeordneten Institutionen mit Sonderaufgaben zählt auch die öffentliche "Renewable Energy Organization of Iran" (SUNA). Sie ist dafür verantwortlich, den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu organisieren und voranzutreiben.

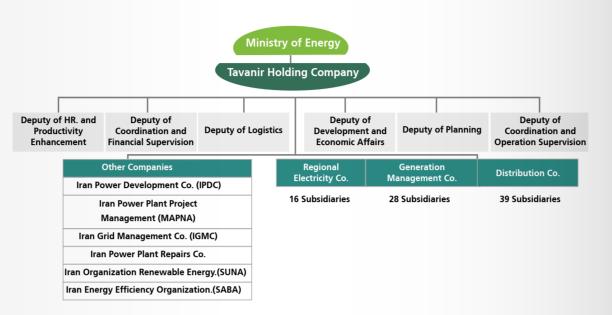


Abbildung 23: Organigramm des iranischen Energieministeriums⁷⁵

Die gesamte installierte Leistung von 70,2 GW im Jahr 2013 setzt sich wie folgt zusammen:

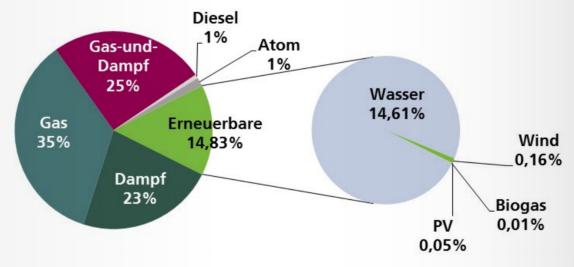


Abbildung 24: Installierte Kapazität im Iran nach Technologie, 2013⁷⁶

Die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien betrug 10,4 GW $_{\rm el}$; sie entfällt zum Großteil auf Wasserkraft. Die Tiefengeothermie spielt trotz sehr guter Ressourcen (das wirtschaftliche Potenzial wird auf 35,7 GW $_{\rm el}$ geschätzt), noch keine Rolle im Iran. Hier wird es sicherlich zunächst staatlicher Anstrengungen bedürfen, um einen entsprechenden regulatorischen Rahmen für Investitionen zu schaffen.

Im Rahmen des sechsten Fünf-Jahres-Entwicklungsplans (2016 bis 2020) möchte die iranische Regierung den Anteil Erneuerbarer Energien auf 5.000 MW_{el} installierte Leistung (ohne Wasserkraft) erhöhen. Dieses Ziel möchte sie über die garantierte Abnahme des Stroms auch aus nicht-staatlichen Kraftwerken zu speziellen Einspeisetarifen erreichen. Die potenzielle Produktionsmenge aus Erneuerbaren Energien pro Jahr teilt sich wie folgt auf:

> Wind: 8 TWh

> Photovoltaik: 16 TWh

> Biomasse: 23 TWh

Vor allem auf die Windenergie soll in Zukunft ein starker Fokus gelegt werden. Bisher realisierte Windparks befinden sich in Manjil (Gilan), Binaloud (Khorasan-e Razavi), Safeh (Isfahan), Sarein (Ardebil) und Takestan (Ghazvin). In diesem Kontext sei auf eine Delegationsreise der Wirtschaftsförderung Sachsen GmbH mit deutschen Unternehmern Ende Mai 2016 hingewiesen, die zu ersten Gesprächen zwischen Windparkentwicklern und dem iranischen Energieministerium führte. Die iranische Seite betonte dabei, dass Projektentwickler die Vorfinanzierung selber organisieren müssten. Auch erwartet das Ministerium einen gewissen Know-how-Transfer und die Schaffung von Arbeitsplätzen vor Ort bei einem Engagement im Iran. Daneben erhofft sich der Iran technische Unterstützung, z.B. durch die Erfahrungen Deutschlands bei der Netzintegration von Erneuerbaren Energien⁷⁷. Auch für Photovoltaik herrschen im Iran exzellente Bedingungen. Mit etwa 300 Sonnentagen im Jahr und einer Globalstrahlung von ca. 2,5 bis 5,5 kWh/m² je nach Standort ist im Iran ein mehr als doppelt so hohes Solarpotenzial vorhanden wie in Deutschland (ca. 1,1 kWh/m²). Sollten hier mittelfristig günstige Finanzierungen, z. B. durch internationale Finanzinstitute, zur Verfügung stehen, werden sich auch im Iran wettbewerbsfähige PV-Gestehungskosten realisieren lassen.

Hinzu kommt, dass im Iran eine hohe Elektrifizierungsrate (98,4 Prozent) vorhanden ist, sodass aufgrund der Netzdichte ein Anschluss der PV-Anlage an das Netz in den meisten Gebieten möglich ist⁷⁴. Bereits 2014 investierte die iranische Regierung insgesamt 60 Millionen US-Dollar in Solarprojekte⁷⁶. Seit April 2016 konnten bereits drei deutsche Photovoltaikfirmen erste Gespräche mit iranischen Entscheidungsträgern aufnehmen: So wurde zwischen der SCHMID Gruppe aus Freudenstadt und der Industrial Development and Renovation Organization of Iran (IDRO), die für die industrielle Entwicklung des Irans und die Ansiedelung neuer Industrien zuständig ist, ein Memorandum of Understanding (MoU) für den Bau einer Modul-Fertigung unterzeichnet⁷⁸. Daneben hat Planet in Green, eine Projektgesellschaft aus Bad Salzuflen, ein Power Purchase Agreement (PPA) über 100 MW_p mit der SUNA abgeschlossen⁷⁹ und eine deutsch-spanische Investmentgesellschaft (namentlich nicht bekannt) hat Verhandlungen mit der Bakhtar Regional Electricity Company über die Errichtung eines 50-MW_p-Solarparks aufgenommen⁸⁰.

Auf der Website der SUNA sind zudem diverse Gesprächsrunden veröffentlicht, in denen sich Investoren des Erneuerbare-Energien-Sektors und Vertreter der Behörde über erste Projektabsichten austauschten. Unter den Investoren aus den Niederlanden, Deutschland, der Türkei und Dänemark befinden sich u.a. RMX Tech, Graphite Energy, Çalık Enerji, Welltec und Vestas.

Wie wird gefördert?

Die Förderung von Erneuerbaren Energien erfolgt im Iran über drei Instrumente:

- feste Einspeisevergütung,
- > nationaler Entwicklungsfonds und
- Sonderstromabgabe.

Die Änderungen der Einspeisetarife hat das Parlament im Juni 2015 verabschiedet; sie sehen zwei wesentliche Neuerungen vor: Zunächst wurden die Laufzeit von PPAs mit garantierter Einspeisevergütung von fünf auf 20 Jahre verlängert sowie der Ansatz des Fördermechanismus grundlegend verändert. An die Stelle eines einheitlichen Tarifs für alle Technologien auf Basis der vermiedenen Kosten für Kraftstoffe und CO₂-Ausstoß tritt eine Vergütung, die nach Technologien unterscheidet und auf den jeweiligen Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) basiert. Das schafft sowohl für Projektierer als auch für Investoren mit Fokus auf Erneuerbare Energien ein wesentlich attraktiveres Umfeld – nicht nur wegen der differenzierten Betrachtung der einzelnen Technologien, sondern v. a. wegen der langfristigen Planungssicherheit in diesem Geschäftsfeld.

Seit dem 20. März 2016 (Beginn des iranischen Jahres 1395) gelten neue Tarife, die bis zum 21. März 2017 (Ende des iranischen Jahres 1395) gelten und aus Tabelle 11 und Tabelle 12 zu entnehmen sind. Folgende Punkte sind zu beachten: Gegenüber den Einspeisetarifen von 2015 wird ab sofort für die Vergütung nicht mehr zwischen Laufzeiten von zehn oder 20 Jahren unterschieden, sondern es wird für alle genannten Technologien eine Laufzeit von 20 Jahren angesetzt. Für Wind- und Solarkraft ist die zusätzliche Kapazität pro Jahr auf 2.000 MW begrenzt. Ab dem elften Jahr erhalten alle Technologien (außer Windkraft) nur noch eine Vergütung von 70 Prozent der ursprünglichen Tarife der ersten zehn Jahre⁸¹.

Bei der Windkraft wird ab dem elften Jahr die Vergütung an den Kapazitätsfaktor gekoppelt. Er dient zur schnellen Beurteilung von Standorten und wird berechnet, indem man den Jahresenergieertrag in kWh durch das Produkt aus Nennleistung in kW und den 8.760 Jahresstunden dividiert⁸². So werden bei einem Kapazitätsfaktor von 40 Prozent und mehr nur noch 40 Prozent des ursprünglichen Tarifs der ersten zehn Jahre vergütet, bei 20 Prozent und weniger volle 100 Prozent und zwischen 20 und 40 Prozent erfolgt eine lineare Hochrechnung für den Multiplikator der Einspeisevergütung ab dem elften Jahr (siehe Tabelle 12)⁸¹.

Einspeisevergütung pro kWh		Jahr '	l – 10	Jahr 11 – 20	
Technologietyp		Iran. Rial (IRR)	Eurocent	Iran. Rial (IRR)	Eurocent
Biomasse	Biomasse – Mülldeponie	2.700	7,9	1.890	5,5
	Biomasse – anaerobe Ver- gärung	3.500	10,3	2.450	7,2
	Biomasse – Verbrennung	3.700	10,9	2.590	7,6
Solar	Solarpark >30 MW	3.200	9,4	2.240	6,6
	Solarpark 10 – 30 MW _p	4.000	11,7	2.800	8,2
	Solarpark ≤10 MW	4.900	14,4	3.430	10,1
	Solar ≤100 kW	7.000	20,5	4.900	14,4
	Solar ≤ 20 kW ^f	8.000	23,5	5.600	16,4
Geothermie	Geothermie (ein- schließlich Aushub und Ausrüstung)	4.900	14,4	3.430	10,1
Abfallrecycling	Abfallrecycling in in industriellen Pro-zessen	2.900	8,5	2.030	6,0
Kleinwasser- kraft (≤10 MW)	Errichtung an Flüssen und Ne- benkraftwerke von Dämmen	2.100	6,2	1.470	4,3
	Errichtungen an Leitungen	1.500	4,4	1.050	3,1

Tabelle 11: Einspeisevergütung pro kWh, 2016^{81,83}

Einspeisevergütung pro kWh		Jahr 1 - 10		Jahr 11 – 20		
Technologietyp		Iran. Rial (IRR)	Eurocent	Kapazitäts- faktor	Iran. Rial (IRR)	Eurocent
	> 50 MW	3.400	,	≥ 40%	1.360	4,0
				20% – 40%	Lineare Anpassung	
				≤ 20%	3.400	10,0
	1 – 50 MW	4.200		≥ 40%	1.680	4,9
				20% – 40%	Lineare Anpassung	
				≤ 20%	4.200	12,3
	≤1 MW 5.700 16	5.700	•	≥ 40%	2.280	6,7
				20% – 40%	Lineare Anp	assung
			≤ 20%	5.700	16,7	

Tabelle 12: Einspeisevergütung pro kWh, 2016^{81, 83}

Nach der Novellierung im März 2016 sind die Tarife weiter als attraktiv einzustufen, solange günstige Finanzierungsinstrumente vorhanden sind. Unterstützend für die Exportwirtschaft dürfte sein, dass seit Ende Juni 2016 deutsche Unternehmen wieder zur Beantragung von Hermes-Bürgschaften für den Iran berechtigt sind⁸⁴. Auch ist die Übernahme von Investitionsgarantien grundsätzlich wieder möglich⁸⁵.

Die Einspeisevergütung wird über den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren (jährliche Anpassung) mit Inflationsausgleich wie folgt gewährt:

$$k = \left(\frac{CPI_{x1}}{CPI_{o1}}\right)^{\propto} \times \left(\frac{\in rate_{x2}}{\in rate_{o2}}\right)^{1-\alpha}$$

k: Index-Koeffizient

CPI:Einzelhandelskaufpreisindex, monatliche Veröffentlichung durch die iranische Zentralbank

€rate: Jahresdurchschnitt des Wechselkurses von Euro und iranischen Rial, Veröffentlichung durch iranische Zentralbank

- lpha Stromkoeffizient zwischen 0,15 und 0,3 individuell von Investoren festgelegt
- x1: erster Monat des Zahlungsjahres
- x2: Jahr vor dem Zahlungsdatum
- o1: erster Monat des Vertragsjahres
- o2: Jahr vor dem Vertragsdatum

Abbildung 25: Inflationsanpassungsformel für die Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung wird einerseits ergänzt um Mittel aus dem nationalen Entwicklungsfonds, der einen Teil der Investitionskosten für Infrastrukturprojekte übernimmt. Die Auswahlkriterien werden aktuell jedoch überarbeitet und natürlich sind diese Mittel endlich.

Andererseits erhebt TAVANIR, ein Staatsunternehmen mit unterschiedlichen Aufgaben im Stromsektor, eine Sonderstromabgabe in jeder Stromrechnung. Diese lehnt sich quasi an den Umlagemechanismus des EEGs an. Sie beträgt 30 IRR/kWh (ca. 0,089 ct/kWh) und soll für den Ausbau der Stromversorgung im ländlichen Raum und für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verwendet werden.

Deutsche Technologielieferanten und Projektierer haben im Iran gute Markteintrittschancen bevor, auch weil "Made in Germany" dort als echtes Qualitätsmerkmal wahrgenommen wird.

Um als Independent Power Producer (IPP) eine Anlage im Iran zu installieren und ein PPA mit SUNA einzugehen, sind im Wesentlichen folgende Schritte notwendig (s. Abbildung 26):

1. Registrierung und Erwerb von endgültiger Bauzulassung von SUNA



- 2. Sammlung der Zulassungen oder Berechtigungen, einschließlich:
- Netzanschlussgenehmigung von TAVANIR (Energieversorger)
- Umweltgenehmigung von der Umwelt-Organisation Irans
- Landnutzungsgenehmigung von den staatlichen Ländereien



3. Unterzeichnung PPA mit SUNA

- SUNA überwacht die Tätigkeiten
- Beginn des Betriebs des Kraftwerks, SUNA wird die Netzanbindung, Tests und Inspektion über Grid-Verwaltungsgesellschaft des Iran koordinieren

Abbildung 26: Einzelschritte für PPA mit SUNA⁸⁶

Die Vorteile, die mit einem diversifizierteren Energiemix im Iran einhergehen, liegen auf der Hand. Die Deckung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien eröffnet dem Iran die Möglichkeit, mehr Öl und Gas zu exportieren. Auch die Versorgung ländlicherer Regionen lässt sich durch eine dezentrale Energieversorgung einfacher bewerkstelligen. Ein Land, das wie der Iran trotz Vorhandenseins fossiler Ressourcen auf Erneuerbare Energien setzt und damit auch Klimaschutzziele verwirklichen kann, würde international über das Thema des Klimaschutzes wieder einen stärkeren Schulterschluss mit den anderen Ländern zeigen.

Anmerkung: Unsere Mandanten im Iran betreuen wir durch lokale sowie internationale Expertise in den Bereichen Rechtsberatung, Steuerberatung sowie Wirtschaftsprüfung und

Buchhaltung umfassend aus einer Hand – ganz gleich, ob ein Markteintritt vorbereitet oder ein bestehendes Geschäftsmodell weiter ausgebaut werden soll.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Iran Carla Everhardt

Telefon: +49 (221) 94 99 09 - 3 43 E-Mail: carla.everhardt@roedl.pro



Rödl & Partner international Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 - 36 06 E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



von Michael Wekezer

"In Indien ist alles größer." Diese Aussage gilt auch für die kontinuierlich wachsende Energiebranche, die in der nahen Zukunft alle 1,3 Milliarden Bewohner des indischen Subkontinents mit Strom versorgen soll. Ein entscheidender Wachstumsmotor sind die Erneuerbaren Energien, die dem gut vorbereiteten Investor eine interessante Alternative zu den stagnierenden Märkten in Europa bieten.

Energieerzeugung in Indien: ein Sektor im Wandel

Die indische Energiebranche unterliegt schon seit Jahren einem kontinuierlichen Wandel, und das in einer Phase des extremen Wachstums der Kapazitäten. Die indische Unionsregierung in New Delhi unter Premierminister Modi versucht zum einen den universellen und ununterbrochenen Zugang zur Energieversorgung für alle zu gewährleisten und zum anderen Indiens Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung deutlich zu reduzieren – in der mit 1,3 Milliarden Einwohnern größten Demokratie der Welt keine einfache Aufgabe. Das gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass in ländlichen Gebieten Indiens etwa 300 Millionen Menschen immer noch keinen Zugang zur Stromversorgung aus einem zentralen Energienetz haben. Weitere Herausforderungen der Politik liegen in der Notwendigkeit, das Außenbilanzdefizit – maßgeblich verursacht durch den Import fossiler Brennstoffe – zu senken, die Luftqualität in den Ballungszentren zu verbessern und auch Maßnahmen gegen den globalen Klimawandel zu ergreifen.

Das prognostizierte Wirtschaftswachstum für das Jahr 2015 übertrifft mit mehr als 8 Prozent deutlich die Aussichten für China. Der Schlüssel zum nachhaltigen Wirtschaftswachstum ist und bleibt die Infrastruktur, insbesondere die Energieversorgung. Die Nachfrage nach Elektrizität wird in den nächsten Jahren also weiter steigen und es ist zu erwarten, dass der Bedarf allein in den nächsten zwölf Jahren um das Zweieinhalbfache zunehmen wird. Indien hat das Potenzial, bis zum Jahr 2035 der weltweit größte Verbraucher von elektrischer Energie zu werden. Bereits jetzt ist Indien nach Japan und Russland der weltweit drittgrößte Erzeuger von elektrischer Energie.



Abbildung 27: Stromproduktion in Indien in TWh

Obwohl die Produktion über die letzten zehn Jahre jährlich um annähernd 6 Prozent und in den letzten fünf Jahren um mehr als 11 Prozent wuchs, kämpft das Land laufend mit einem Stromdefizit. Zwar hat Indien als Ganzes zum ersten Mal in seiner Geschichte im Jahr 2016 kein Defizit bei der Spitzenlast, doch sind Defizite von über 10 Prozent bei regionaler Betrachtung noch immer keine Seltenheit.

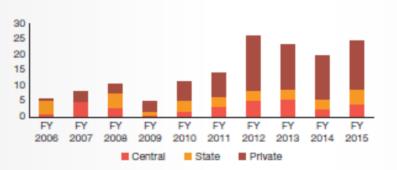


Abbildung 28: Jährliche Kapazitätserweiterung

Vor diesem Hintergrund verwundert es nicht, dass man die Erneuerbaren Energien als einen maßgeblichen Lösungsansatz identifiziert hat. So hat die Regierung die vergleichsweise gigantische Zielvorgabe von 175 GW Kapazität bei den Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2022 ausgegeben. Allein 12 GW sollen im Jahr 2016 hinzukommen. Von den geplanten 175 GW sollen 100 GW auf die Solarenergie, 60 GW auf die Windkraft, 10 GW auf die Biomasse und 5 GW auf die sog. "kleine Wasserkraft" (Projekte bis 25 MW) entfallen.

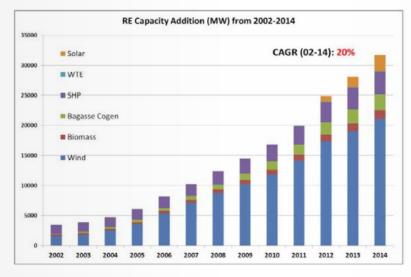


Abbildung 29: Jährliche Kapazitätserweiterung

Die Erneuerbaren Energien in Indien: eine betriebswirtschaftliche Analyse

Die generelle Entwicklung in Indien geht zu einer kontinuierlichen Verteuerung der Energie aus traditionellen, meist fossilen Energiequellen. Die zusätzlichen Kosten sind vor allem auf die – zumindest mittelfristig – steigenden Brennstoffkosten, aber auch auf Transportkosten und Aufwendungen für die technische Instandhaltung älterer Kraftwerke zurückzuführen. All diese Faktoren spiegeln sich in Kalkulationen wider, die neuen langfristigen Stromverträgen zugrunde liegen.

Bei den Erneuerbaren Energien hingegen ist ein gegenläufiger Trend feststellbar: Beispielsweise generierten die im Bieterverfahren durch die öffentliche Hand versteigerten Tarife für Solarprojekte noch im Jahr 2009 Angebote in der Größenordnung von 20 ct/kWh, wohingegen dieser Betrag 2015 – im Schnitt – auf unter 7 ct/kWh fiel. Gründe hierfür sind vor allem die Kostenreduzierungen bei den Solarmodulen, aber auch Steigerungen in der Effizienz des Anlagenbetriebs. Die Zahlen sind durchaus mit den Tarifen aus konventionellen langfristigen Stromlieferverträgen vergleichbar, was wiederum bedeutet, dass sich die Erneuerbaren Energien in Indien zunehmend auf dem freien Markt behaupten können und nicht nur über staatliche Förderungen die Wettbewerbsfähigkeit erlangen. Daraus folgt unmittelbar die hohe Anzahl plausibler Geschäftsmodelle, die in Indien erfolgreich sein können und den betriebswirtschaftlichen Rahmen für die Projektentwicklung und zum Verkauf von Strom aus erneuerbaren Quellen bilden:

- > Feed-in-Tarif: Der Projektentwickler unterzeichnet einen langfristigen Stromlieferungsvertrag mit festen Abnahmepreisen. Bei Solarprojekten werden die festen Abnahmepreise jeweils im Rahmen einer Auktion ermittelt.
- > RECs: Das sind sog. "Renewable Energy Certificates", die der Projektentwickler erhält, nachdem er seinen Output zu einem festgelegten Preis meist an EVUs verkauft hat. Die RECs können dann an einer Börse gehandelt werden. Überwiegend werden sie von Unternehmen erworben (z.B. Netzbetreiber), die sog. "Renewable Purchase Obligations" unterliegen.
- Open Access: Der Projektentwickler verkauft direkt an Endkunden. Der Preis ist frei verhandelt.
- Captive and Group Captive: Bei diesem Modell wird ein Projekt zum Eigengebrauch entwickelt und muss zu mindestens 26 Prozent dem Verbraucher oder den Verbrauchern gehören.

Flankierend greifen auch zahlreiche Förderinstrumente (sowohl auf Unions- als auch auf Bundesstaatenebene). Hier eine Auswahl:

- > beschleunigte Abschreibung für Wind- und Solarprojekte bis jährlich 80 Prozent; diese Förderung wird wohl im Laufe des Jahres 2017 auslaufen,
- > Einkommensteuerbefreiung für die ersten zehn Jahre des Betriebs; Minimum Alternative Tax wird u.U. fällig,

- > GBIs oder "Generation Based Incentives" für Windprojekte in Höhe von 0,5 INR pro kWh,
- bevorzugte Behandlung beim "Open Access" nach dem Electricity Act 2003 und bei der Durchleitung.

Nichtsdestoweniger bestehen Probleme mit der Finanzierung der Projekte durch Banken. Bürgschaften der Konzernmutter sind häufig erforderlich, da Banken teilweise nicht in der Lage sind, die Risiken eines Projektes richtig zu bewerten. Ebenfalls sind in Indien Finanzierungen mit einer Laufzeit von mehr als zehn bis zwölf Jahren eher unüblich. Auf der anderen Seite ist die staatliche Rural Electrification Corporation nunmehr in der Finanzierung von Projekten tätig und bietet teilweise attraktive Konditionen an. Unter bestimmten Voraussetzungen können indische Gesellschaften auch zur Finanzierung von Projekten Obligationen in Rupien im Ausland ausgeben.

Chancen für deutsche Unternehmen

Chancen für deutsche Unternehmen liegen vor allem in der Größe des indischen Marktes und der Tatsache, dass die Erneuerbaren Energien in Indien noch eine vergleichbar junge Branche sind. Vielfach verfügen einheimische Unternehmen (noch) nicht über ausgereiftes technisches Know-how, das für die effiziente Errichtung und den zuverlässigen Betrieb von Anlagen erforderlich ist.

Zugleich lässt sich nicht verbergen, dass Indien kein ganz einfacher Markt ist. Eine gute Vorbereitung des Markteintritts ist daher kein Luxus, sondern eine grundlegende Voraussetzung. Sie beinhaltet neben der Zusammenstellung der einschlägigen Förderinstrumente auch die Auseinandersetzung mit praktischen Fragestellungen wie:

- > Identifizierung von Standorten mit existierenden Projekten (die örtliche Verwaltung wird mit den einschlägigen Genehmigungsverfahren vertraut sein),
- » mögliche Auswahl eines indischen Partners (wird möglicherweise den Umgang mit der "indischen Realität" erleichtern, kann aber auch zu Auseinandersetzungen führen, falls Kooperation nicht klar definiert),
- > Beauftragung eines Beraters, der sowohl die gesetzlichen Rahmenbedingungen als auch die indische Praxis kennt.

Gut vorbereitete Investoren, die die genannten Voraussetzungen beachten, finden im indischen Markt eine sehr interessante Alternative.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Indien Michael Wekezer

Telefon: +91 (124) 4 83 - 75 50 E-Mail: michael.wekezer@roedl.pro

16 Erneuerbare Energien in China weiter auf dem Vormarsch

von Dr. Martin Seybold

Mit Beginn der Öffnungs- und Reformpolitik in den 70er-Jahren stieg das Reich der Mitte zu einer der bedeutendsten Wirtschaftsnationen unserer Zeit auf. Ein Zeugnis dieses immensen Wachstums ist der ebenso stark gestiegene Energiehunger, der China zum größten Energiemarkt, CO₂-Emittenten und Kohleverbraucher auf unserem Planeten werden ließ. Die Regierung unternimmt seit einigen Jahren jedoch verstärkt Anstrengungen, die Umweltbelastung zu reduzieren. Erneuerbare Energien spielen hierbei eine immer wichtigere Rolle.

Überblick

Schon im zwölften Fünfjahresplan (2011–2015) hat die Führung in Peking den Themen Nachhaltigkeit und Erneuerbare Energien daher eine Sonderstellung eingeräumt. So wurden allein im Jahr 2013 insgesamt 61,3 Milliarden US-Dollar (ca. 44 Milliarden Euro) in saubere Energie investiert mit dem Ziel, bis 2020 den Energiebedarf zu 15 Prozent mit Strom aus nicht-fossilen Energien zu decken.

Im neuen, diesen März erlassenen 13. Fünfjahresplan (2016 – 2020) setzt sich die Regierung in Sachen Umweltschutz sogar noch ehrgeizigere Ziele. So soll eine deutliche Senkung des Energie- und Wasserverbrauchs sowie der Treibhausgasemissionen stattfinden. Die Förderung Erneuerbarer Energien und eine effizientere Ressourcennutzung stehen dabei im Fokus der chinesischen Zentralregierung. Mit einer Zielvorgabe von fünf Milliarden Tonnen Kohle hat sie eine Obergrenze für den Energieverbrauch festgelegt. Nicht-fossile Energiequellen sollen mehr Bedeutung erlangen: Der Großteil der Reduktion der CO₂-Emissionen soll durch die Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden, etwa ein Sechstel jedoch durch den Ausbau Erneuerbarer und nuklearer Energien⁸⁷.

In Anbetracht der nach wie vor hohen Umweltbelastung scheint das auch geboten. Zwar ist die Luftbelastung nach einer Analyse von Greenpeace im Jahr 2015 leicht gesunken: Für das erste Halbjahr 2015 konstatiert die Studie, dass in 189 chinesischen Städten die durchschnittliche Konzentration an $PM_{2,5}$ – also Feinstaubpartikeln mit einem Durchmesser kleiner als 2,5 Mikrometer – im Vergleich zum Vorjahr um 16 Prozent sank⁸⁸.

Auch nach Zahlen, die das chinesische Ministry of Environmental Protection (MEP) für Juni 2016 herausgegeben hat, ist die Belastung mit $PM_{2,5}$ im Vergleich zum Vorjahreszeitraum etwa in Peking um 4,8 Prozent gesunken. Jedoch ist die Verunreinigung noch immer hoch; in Peking wurde Ende 2015 auch zweimal die höchste Smog-Alarmstufe ausgerufen. Auf der Pariser Klimakonferenz im November 2015 hat sich China daher das Ziel gesetzt, seine CO_2 -Emissionen im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zu 2005 um 60 – 65 Prozent zu senken.

Marktsituation für Erneuerbare Energien

Trotz einer offiziellen Liberalisierung des chinesischen Strommarktes seit dem Jahr 2002 kann man heute keineswegs von einem deregulierten, vollständig auf Marktprinzipien beruhenden Strommarkt sprechen. Aufsicht und Kontrolle sind nach wie vor strikt und die Errichtung wie auch der Betrieb von Stromnetzen sind fest in den Händen der staatlichen Netzgesellschaften. Auch auf der Erzeugerseite befinden sich einige wenige staatseigene Unternehmen, die den Großteil des Stroms produzieren. Ausländischen Investoren wird unter anderem die Möglichkeit gegeben, in Kernkraftwerke, Solarenergie, Windenergie, Geothermie, Gezeiten- und Biomassekraftwerke zu investieren.

Einen hohen Stellenwert besitzen die Sicherstellung der Energieversorgung und das Aufrechterhalten der Preisstabilität; die Preisbildung unterliegt teilweise folglich noch immer staatlicher Kontrolle.

Der Großteil der in China verwendeten Energie wird nach wie vor aus Kohle gewonnen, die Studien zufolge auch in den kommenden Jahrzehnten die wichtigste Primärenergiequelle bleiben wird.

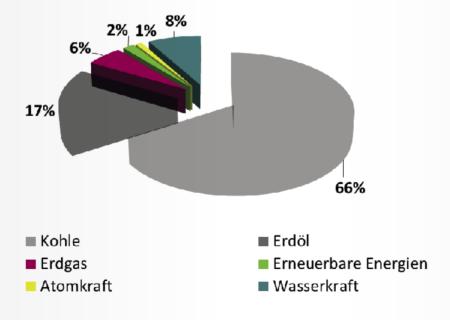


Abbildung 30: Energiemix China

Förderung von Erneuerbaren Energien in China

Für die nötigen Anreize zur weiteren schnellen Entwicklung der Erneuerbaren Energien hat die Regierung gesorgt, indem sie einen Einspeisevorrang für Strom aus regenerativen Quellen sowie feed-in tariffs (FiTs; Einspeisevergütungen) initiiert hat.

Weiterhin können zum Beispiel "New High Tech Enterprises" in den Bereichen Umwelttechnologie, Erneuerbare Energien und Energieeinsparung unter bestimmten Voraussetzungen unter anderem eine Reduzierung der Körperschaftsteuer – 15 Prozent anstelle von 25 Prozent – beziehungsweise Rückvergütungen von Kosten für Forschung und Entwicklung erhalten.

Auch im Rahmen der "Go West"-Förderung können (zumindest bis 2020) Unternehmen, die in einer der im "Catalogue of Encouraged Industries in the Western Regions (Central & Western Catalogue)" geförderten Industrien tätig sind, unter bestimmten Voraussetzungen unter anderem eine Reduzierung der Körperschaftsteuer auf 15 Prozent erhalten. Der Katalog legt bestimmte geförderte Industrien für ausgewählte Regionen fest, zum Beispiel die Herstellung von vorgefertigten energiesparenden und umweltfreundlichen Bauteilen in Chongqing.

Finanziert wird der Ausbau von Erneuerbaren Energien hauptsächlich über eine auf den Stromverbrauch zusätzlich erhobene Gebühr über die Stromrechnungen der Verbraucher, die die Netzgesellschaften an einen von der Regierung errichteten Fonds abführen, aus dem später jede Netzgesellschaft ihren entsprechenden Anteil ausgezahlt bekommt.

Daneben fungieren auch die Banken in China über verschiedene Programme und Initiativen als Geldgeber für Erneuerbare-Energien-Vorhaben und tragen somit maßgeblich zum weiteren Ausbau regenerativer Energien bei.

Barrieren für Investitionen in Erneuerbare Energien

Barrieren finden sich zum einen in den Investitionsbedingungen Chinas. In dem von der World Bank Group entwickelten Ease of Doing Business Index. belegt China (Stand Juli 2016) nur den 84. Platz. Deutschland liegt zum Vergleich auf Platz 15. Spitzenreiter ist Singapur, Hong Kong liegt auf Platz 5. China schneidet vor allem in den Kategorien Unternehmensgründung (136), Bauerlaubnis (176), Anlegerschutz (134) und Entrichtung von Steuern (132) schlecht ab.

Zudem ist der Zufluss ausländischen Kapitals stark reguliert: Investitionen in China unterliegen dem Catalogue for the Guiding of Foreign Investment (Investitionslenkungskatalog), der die verschiedenen Wirtschaftszweige in die Kategorien "bevorzugt", "beschränkt" und "verboten" unterteilt. Die Genehmigung zur Errichtung eines ausländisch finanzierten Unternehmens erfolgt streng tätigkeitsbezogen, eine Ausweitung des Geschäftszwecks oder des Betätigungsfeldes ist nur nach vorheriger Autorisierung zulässig. In der neuesten Auflage des Investitionslenkungskataloges von 2015 sollen vor allem Investitionen in Umwelttechnologie, Hochtechnologie, Elektromobilität, Automobil-, Flug- und Weltraumtechnik sowie Logistik besonders gefördert werden. Zu den geförderten Industrien gehören weiterhin die Herstellung von biologisch abbaubaren Produkten und Recycling von elektronischem Abfall und anderen Gütern.

Weitere Einschränkungen kann es aufgrund von Maßnahmen auf regionaler Ebene geben, die dazu beitragen sollen, die Umweltbelastung in der jeweiligen Region zu mindern. Dies kann zum Beispiel bedeuten, dass die Produktionskapazitäten in bestimmten Branchen wie Eisen, Stahl, Zement und Glas beschnitten werden.

Speziell in Bezug auf Erneuerbare-Energien-Vorhaben stellen ferner die vielen unterschiedlichen Gesetze und Zuständigkeiten verschiedener Behörden sowie die Einbindung von chinesischen Joint-Venture-Partnern die größten Investitionsbarrieren dar.

Chancen für Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche

Der Regierung in Peking ist schon länger bekannt, dass ein grundlegender Kurswechsel und die schrittweise Unabhängigkeit von Energieimporten unausweichlich sind. Deshalb wurde der Umweltindustrie im chinesischen Konjunkturprogramm im Zuge der Weltwirtschaftskrise bereits 2008 ein hoher Stellenwert beigemessen. Allein im Jahr 2013 vergab das chinesische Finanzministerium weiterhin Subventionen für Erneuerbare Energien in Höhe von 14,8 Milliarden RMB (ca. 1,7 Milliarden Euro), und der Anteil der Umweltindustrie am Bruttoinlandsprodukt ist in den letzten Jahren entsprechend gestiegen.

Auch vor dem Hintergrund der jüngsten Initiativen und der im 13. Fünfjahresplan festgelegten Ziele bieten sich vielfältige Geschäftsmöglichkeiten für ausländische Unternehmen in China.

Neben der Änderung der Zusammensetzung des Energiemixes sollen wie eingangs erwähnt auch eine effizientere Ressourcennutzung und Maßnahmen zur Energieeinsparung dazu beitragen, die Umweltbelastung zu vermindern. In diesem Zusammenhang spielt zum Beispiel der Gebäudesektor eine wichtige Rolle. Um dort Energieeinsparungen zu erreichen, sind Heiz-, Prozess- und Gebäudetechnik sowie energieeffiziente Gebäudehüllen gefragt.

Erneuerbare Energien kommen als Strom- und Wärmelieferant infrage, wobei die Geothermie eine bedeutendere Rolle einnimmt. China hat in einigen Regionen erhebliche geothermische Potenziale, deren Nutzung jedoch noch am Anfang steht. Der Anteil der Geothermie am chinesischen Energiemix ist derzeit noch sehr gering. Lokale Regierungen – allen voran die Städte Tianjin und Qingdao – setzen neuerdings auf konkrete Ziele für die Nutzung der geothermischen Ressourcen⁸⁹.

Geothermie lässt sich vor allem für die Wärmeerzeugung in Gebäuden oder auch zur Kühlung einsetzen. Gute Geschäftsmöglichkeiten können sich daher für Unternehmen ergeben, die Wärmepumpen, Messgeräte etc. herstellen.

Insgesamt bestehen gute Möglichkeiten für Unternehmen, die sich auf Komponenten für Erneuerbare-Energien-Anlagen spezialisiert haben und die zu erwartende gesteigerte Nachfrage nach solchen Produkten bedienen können. Chancen und Potenziale gibt es auch für Ingenieur- und Projektentwicklungsunternehmen mit Expertise in der Planung, Durchführung und Betreuung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. Hingegen sind die Aussichten für das selbstständige Betreiben von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken oder Stromnetzen auf-

grund des regulatorischen Umfeldes und der strikten Kontrolle seitens der chinesischen Regierung nach wie vor suboptimal bis ungünstig einzuschätzen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner China Dr. Martin Seybold

Telefon: +86 (10) 85 73 - 13 88 E-Mail: martin.seybold@roedl.pro

Thailand als Wachstumsmarkt für Erneuerbare Energien

von Martin Klose

Thailand gehört zu den größten Energieverbrauchern in Südostasien. Insbesondere aufgrund des in den letzten Jahren stetig gestiegenen Energieverbrauchs ergeben sich dank unterschiedlicher Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung im Bereich der Erneuerbaren Energien interessante Investitionsmöglichkeiten für deutsche Unternehmen.

In den letzten Jahren ist der Endenergieverbrauch Thailands stetig angestiegen. Während er sich im Jahr 2011 auf 821 GWh belief, stieg er signifikant um 3,9 Prozent im Jahr 2012 (852 GWh) und um jeweils weitere 2,6 Prozent in den folgenden zwei Jahren bis auf 897 GWh im Jahr 2014 an.



Abbildung 31: Endenergieverbrauch Thailand 90

Auch Stromerzeugung und -verbrauch sind einem stetigen Wachstum unterworfen. So stieg der Elektrizitätsverbrauch 2014 um 2,6 Prozent auf insgesamt rund 169 TWh an. Für 2016 ist ein weiterer Anstieg der Nachfrage zu erwarten.

Aufgrund steigender Preise für fossile Energiestoffe und der weitgehenden Abhängigkeit von Energieimporten gewinnt das Thema Erneuerbare Energien für Thailand immer mehr an Bedeutung. Mit Importen deckt Thailand knapp 60 Prozent der kommerziellen Energienachfrage, wohingegen inländische Stromproduzenten 2014 lediglich 45 Prozent des Primärenergieverbrauchs abdecken konnten. Nach Angaben des Energy Policy and Planning Office belief sich das Volumen der Energieimporte Thailands 2013 auf rund 37 Millionen Euro. 2014 setzte sich der Trend der letzten Jahre fort und die Energieimporte stiegen um weitere 4,4 Prozent. Aus diesen Gründen beschloss Thailand, den Ausbau Erneuerbarer Energien weiter zu fördern.

Seit 2006 ist der Strommarkt Thailands liberalisiert. Kleine (Small Power Producer – SPP; Kapazität 10–90 MW) und sehr kleine Stromerzeuger (Very Small Power Producer – VSPP; Kapazität ≤ 10 MW), die einen Mindestanteil an Erneuerbaren Energien produzieren, dürfen den erzeugten Strom ins öffentliche Stromnetz einspeisen. Unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producer – IPP) liefern an die staatliche Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). EGAT hält heute rund 45 Prozent Marktanteil an der Erzeugungskapazität, IPPs ca. 38 Prozent und SPPs ca. 10 Prozent. Der Rest setzt sich aus Importen und VSPP-Erzeugung zusammen.

Die Energy Regulatory Commission (ERC) reguliert den Netzzugang. Vor Zulassung muss jede Erneuerbare-Energien-Anlage den Genehmigungsprozess durchlaufen und verschiedene Lizenzen müssen vorliegen: Power Purchase Agreement (PPA) mit der EGAT, Betriebserlaubnis (Department of Industrial Works, DIW), Lizenz zur Stromerzeugung (DEDE), Genehmigung des Anschlusses an das Versorgungsnetz (EGAT), Genehmigung der Stromabgabe (Public Works Department).

Maßgebliche gesetzliche Grundlage für eine öffentliche Auftragsvergabe ist die "Regulation of the Office of the Prime Minister on Procurement 1992". Am Vergabeverfahren beteiligen sich auch Regierungsbehörden wie das Public Procurement Management Office des Finanzministeriums. Die Veröffentlichung der Vergaberegelungen in der Royal Gazette und auf den Webseiten des Ministeriums für Finanzen, des State Legal Councils und des Innenministeriums soll Transparenz schaffen und Korruption verhindern. Auf der Website des thailändischen Energieministeriums können Interessenten konkrete Anfragen zu Ausschreibungen im Energiesektor stellen. Zudem führt die Website der Germany Trade and Invest GmbH (GTAI) bestehende und geplante Projekte auf.

Im Hinblick auf die bevorstehenden Herausforderungen (steigende Stromnachfrage, erhöhte Rohstoffpreise, Abhängigkeit von Stromimporten) beinhaltet der strategische Plan des thailändischen Energieministeriums folgende Zielvorgaben:

Zentrale Säulen	Elemente
1. Bereitstellung von adäquater Energie-	> Förderung des Angebots von Erdölquellen durch eine neue Bie- terrunde für Lizenzen
versorgung	 Übernahme und Entwicklung von Energiequellen und Koope- ration mit benachbarten Ländern
	Förderung von Energieprojekten im Einklang mit PDP, AEDP und EEDP
	 Sensibilisierung und Motivierung der Bevölkerung, um die Ent- wicklung von nachhaltiger Energie weiter voranzutreiben
2. Stärkung der Energiesicherheit und Mehrwertgewinnung durch den Energie-	 Förderung der Investitionen in die Energieinfrastruktur und He- bung des Energieentwicklungspotenzials in allen Bereichen des Landes (wie z.B. LNG Receiving Terminal, Öl- und Gas-Netzwerk, Übertragungsleistung und Stromnetz-Infrastruktur)
sektor	> Diversifizierung von Öl- und Energiequellen
	> Entwicklung eines Notfall-Bereitschaftssystems für Energiekrisen
	 Förderung neuer Wachstumsindustrien, um Bioenergie-Dreh- scheibe zu werden
3. Regulierung des Energiegeschäfts und	 Festlegung von Elementen für die Regulierung und Überwa- chung der Qualität und Sicherheit der Energieindustrie
der Preise	→ Überarbeitung der Stromtarifstruktur
4. Nachhaltige Ener- gieentwicklung und	 Vorantreiben der Entwicklung von Mechanismen, Regulierungen und Vorgaben
Umweltfreundlichkeit	 Sensibilisierung der Gesellschaft für eine Kultur der Energieer- haltung
	> Förderung und Unterstützung von F&E und Ausstellung neuer Arten von sauberen und erneuerbaren Energietechnologien
	 Gründung eines Netzwerks, um die Kenntnisse der Bevölkerung hinsichtlich Erneuerbarer Energien zu steigern

Tabelle 13: "Strategic Plan" des Energieministeriums mit jeweiligen Elementen⁹⁰

Die langfristigen Ziele der thailändischen Energiepolitik sind im neuen Power Development Plan (PDP) 2015–2036 spezifiziert. Den Plan hat der National Energy Policy Council im Mai 2015 genehmigt. Er sieht u. a. eine Erhöhung der Stromgewinnung aus Kohle und Erneuerbaren Energien vor und strebt damit einhergehend einen reduzierten Erdgasverbrauch zum Zwecke der Energiegewinnung an.

Der Alternative Energy Development Plan 2015–2036 (AEDP) als Bestandteil des PDP 2015 sieht eine weitere Erhöhung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien vor. Bei einer Zielvorgabe von 19.635 MW im Jahr 2036 ergibt sich ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von 15.051 MW.

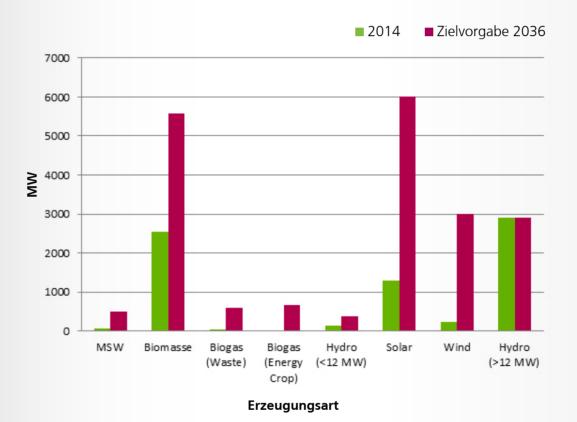


Abbildung 32: Thailands Alternative Energy Development Plan 201590

Für potenzielle private Investoren bedeutet das einen starken Anstieg von zu vergebenden Lizenzen, insbesondere in den Bereichen Solar und Biomasse. Zu den derzeitigen Vorreitern der regenerativen Branche zählen Stromerzeuger und Projektierer wie Gunkul, Demco, EA, TPCH, IFEC und Super.

Zudem ist vorgesehen, den Stromverbrauch durch Energieeffizienz und Energiesparmaßnahmen bezogen auf das Basisjahr 2010 bis zum Jahr 2036 um 30 Prozent zu reduzieren. Die Grundlage für diese Zielvorgabe ist der Energy Efficiency Development Plan (EEDP), der wie der AEDP ebenfalls in den PDP 2015 integriert ist.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den thailändischen Energiesektor bestimmt insbesondere der Energy Industry Act vom 10. Dezember 2007. Das Gesetz ermächtigt das Energy Regulatory Board, Betriebszulassungen für Energieanlagen auszusprechen und Richtlinien zur Ressourcennutzung und Energieeffizienz für diese Betriebe aufzustellen. Sinn und Zweck des Energy Industry Act ist es, die Energieversorgung Thailands zu gewährleisten, die Förderung Erneuerbarer Energien sicherzustellen und die Umwelt zu schützen.

Mithilfe verschiedener Fördermechanismen will Thailand die Nutzung Erneuerbarer Energien stärken. Im Zuge der Liberalisierung des thailändischen Energiemarktes hat die Regierung verschiedene Investitionsanreize für deutsche Unternehmen geschaffen.

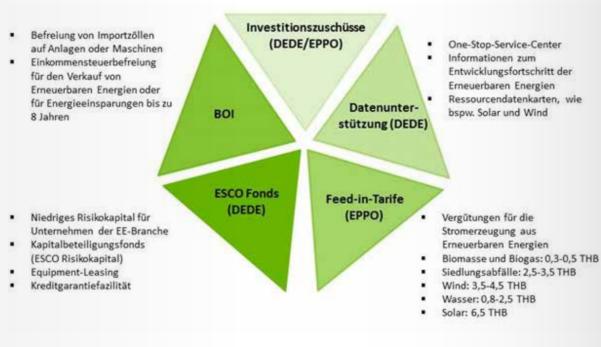


Abbildung 33: Fördermechanismen in Thailand⁹⁰

Das wachsende Interesse an "grünen" Technologien und nachhaltigen, ökologisch vertretbaren Produktionsweisen spiegelt sich auch in der aktuellen Neuausrichtung der Strategie des thailändischen Board of Investment (BOI) wider. Steuererleichterungen des BOI spielen innerhalb der bestehenden Fördermaßnahmen eine entscheidende Rolle: So entfällt u. a. für acht Jahre die Körperschaftsteuer für Projekte und Aktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien, die die höchste Prioritätsstufe erlangen. Zudem ist es möglich, Geräte und Maschinen zollfrei zu importieren.

Zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten sind mit dem Energy Service Company Fund (ESCO) und dem Energy Efficiency Revolving Fund (EERF) zwei zentrale Fonds ins Leben gerufen worden.

ESCO macht teilnehmende Unternehmen zu staatlichen Partnern bei der Implementierung von Projekten. Dafür müssen die Unternehmen den Nachweis erbringen, dass sie Nutzer entweder mit Finanzhilfen oder mit ihrer Erfahrung bei der Auswahl und Durchführung von Projekten unterstützen. ESCO selbst kann auf technische und finanzielle Berater sowie auf Projektmanagement-Firmen zurückgreifen. Der EERF vergibt über beteiligte Geschäftsbanken zinsgünstige Kreditlinien für Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte. Es ist durchaus möglich, den ESCO Fund und den EERF zu kombinieren.

Zudem bietet das Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) Hilfe und technische Beratung an. Dort sind auch Solar- und Windkarten Thailands erhältlich.

Das Energy Policy and Planning Office (EPPO) kümmert sich um die Ausgestaltung von Förderprogrammen zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen.

Nicht zu unterschätzen sind – trotz der Erleichterungen und Förderungen im Bereich Erneuerbarer Energien – die hohen bürokratischen Anforderungen, die ein ausländisches Unternehmen in Thailand erfüllen muss. Gleiches gilt für den Mangel an qualifizierten Technikern, Ingenieuren und sonstigen Fachkräften, insbesondere in Gebieten außerhalb des Ballungszentrums Bangkok.

Neben den gezielten Fördermaßnahmen bieten auch die natürlichen Gegebenheiten Thailands hohe Potenziale für erneuerbare Energiequellen:

Biomasse	Biomasse ist bereits seit Jahrzehnten eine traditionelle Energiequelle im ländlichen Thailand. Das Königreich ist als Nahrungsmittelhersteller- und -zulieferland bekannt. Biomasse, die aus Nebenprodukten von Reis, Zucker, Palmöl und der Holzproduktion hergestellt wird, hat aufgrund der starken landwirtschaftlichen Basis das größte Potenzial in Thailand.
Biogas	Biogas wird aus Bakterien unter anaeroben Bedingungen gewonnen. In Tropengebieten ist der mesophile Prozess der gebräuchlichste. Die dafür optimale Temperatur liegt bei ca. 37 °C. Da Biogas aus landwirtschaftlichen und industriellen Herstellungsprozessen und aus organischem Kommunalabfall gewonnen wird, hat Thailand ein großes Potenzial für Energie, die aus Biogas erzeugt wird.
Wasserkraft	Wasserkraft wird als Energiequelle in Thailand nicht aktiv genutzt. Im Jahr 2006 wurden lediglich 7 Prozent der Energieproduktion aus Wasserkraft gewonnen.
Solar	Aufgrund der klimatischen Gegebenheiten ist Thailand ein idealer Markt für Solarenergie.
Biodiesel	Rohstoffe, die für die Biodiesel-Produktion in Thailand geeignet sind, sind z.B. altes Pflanzenöl, neues extrahiertes Pflanzenöl oder verschiedene Pflanzen. Palmöl wird am häufigsten für die Biodiesel-Produktion in Thailand verwendet. Die derzeitige Produktionskapazität aus Palmöl liegt bei 500.000 Litern/Tag. Die Regierung plant, 4,25 Millionen Liter Biodiesel pro Tag herstellen zu lassen.
Wind	Seit 1983 wird in Thailand Windenergie erzeugt. Dies ist hauptsächlich den Felder-Testläufen der Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) zuzuschreiben. An der Küste von Phuket begann 1990 die Produktion von Windenergie.
Ethanol	Ethanol kann mit Benzin gemischt und in Ottomotoren (spark-ignition engines) genutzt werden. Thailand verwendet hauptsächlich Ethanol-Produktionsanlagen, die als Rohstoff Zuckerrohr oder Maniok in Anspruch nehmen.
Tabollo 11: Erno	uorbaro Enorgioguallon in Thailand

Tabelle 14: Erneuerbare Energiequellen in Thailand

Insbesondere bei der Solarenergie sind derzeit verstärkt Entwicklungen zu beobachten. So beweist Thailand seine Profitabilität in diesem Sektor mit einem der größten Solarenergie-projekte in Südostasien. Das 257-MW-Projekt der SPCG Public Company Limited besteht aus 35 Solaranlagen, die seit 2010 gebaut wurden. Es hat eine Jahresleistung von rund 345 Millionen kWh, was dem jährlichen Stromverbrauch von rund 287.500 thailändischen Haushalten entspricht. Für dieses Jahr werden neue Lizenzen für Solaranlagen von 800 MW_p erwartet. Eine Einspeisevergütung in Höhe von 5,66 THB/kWh (0,15 €/kWh) ist nach Aussagen des Director-General of the Energy Policy and Planning Office, Twarath Sutabutr, für 25 Jahre geplant. Die so erzeugte Energie kann dann an EGAT verkauft werden.

Fazit

Ist man bereit, die hohen bürokratischen Anforderungen in Thailand zu erfüllen, bieten gezielte Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung für Motoren, Maschinenteile und Materialien des Anlagenbaus neben den aufgezeigten Nutzungsmöglichkeiten der einzelnen Energiequellen gute Investitionsmöglichkeiten und zeichnen das Bild

eines attraktiven Marktes für deutsche Unternehmen im Sektor der Erneuerbaren Energien.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Thailand Markus Schlüter

Telefon: +49 (221) 94 99 09-342 E-Mail: markus.schlüter@roedl.pro

Singapur als Erneuerbare-Energien-Technologiezentrum und Hub für ASEAN

von Dr. Paul Weingarten

Singapur will sich als attraktiver Standort für Erneuerbare Energien weltweit und insbesondere in der südostasiatischen Staatengemeinschaft "ASEAN" präsentieren. Der Stadtstaat lockt Unternehmen aus der Branche mit hervorragenden rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen. Gleichzeitig dürfte sich ein Engagement in Singapur aber auch für Unternehmen lohnen, die den hochdynamischen ASEAN-Markt für Erneuerbare Energien im Blick haben.

"We need the greenery of nature to lift our spirits" – so lautet das Erfolgskonzept des 2015 verstorbenen Staatsgründers Lee Kuan Yew. Die nachhaltige Entwicklung des ehemals britischen Handelspostens zu einer sauberen und "grünen" Weltmetropole bildet daher seit Langem einen wichtigen Pfeiler der singapurischen Politik. Für den industrialisierten tropischen Stadtstaat ohne nennenswerte natürliche Energievorkommen und mit einer Gesamtbevölkerung von etwa 5,4 Millionen Einwohnern auf 719 km² ist das eine große, aber auch unvermeidbare Herausforderung, um als attraktiver und wettbewerbsfähiger Standort bestehen zu können.

Gleichzeit liegt Singapur inmitten einer hinsichtlich Energie unterversorgten Region. So haben in Südostasien rund 120 Millionen Menschen keinen Zugang zu Strom. Gleichzeitig wächst nicht nur die Bevölkerung der Anrainerstaaten, sondern auch deren Wirtschaft rasant, was für einen stetig steigenden Energiebedarf sorgt.

"Lebendes Labor" Singapur: Forschung und Finanzierung

Seit Jahren betreibt Singapur eine aktive Standortpolitik für den Bereich Erneuerbare Energien und bezeichnet sich für die Unternehmen der Branche als "lebendes Labor", in dem die Unternehmen im Rahmen von Public-Private Partnerships auf städtische Infrastruktur zurückgreifen können, um ihre Produkte zu entwickeln und zu erproben. Der Staat fördert zudem die Forschung im Erneuerbare-Energien-Sektor und stellt umfangreiche Finanzierungsmittel zur Verfügung. Seit 2011 hat die singapurische Regierung mehr als 467 Millionen Euro an öffentlichen Mitteln für Forschung unter anderem im Bereich der Energie aufgewendet. In den kommenden fünf Jahren möchte Singapur nach einer Verlautbarung aus 2016 den öffentlichen Forschungs- und Entwicklungsbereich für urbane Lösungsansätze und Nachhaltigkeit mit rund 600 Millionen Euro finanzieren. Wichtige Forschungseinrichtungen für den Erneuerbare-Energien-Bereich sind das "Solar Energy Research Institute of Singapore" (SERIS), welches Teil der renommierten National University of Singapore ist, und das "Energy Research Institute @ NTU" (ERI@N), das gemeinsam mit Unternehmen unter anderem auf den Gebieten Windenergie, Brennstoffzellen und intelligente Stromnetze forscht.

Singapur hat sich über Jahre hinweg als internationales Finanzzentrum etabliert. Insbesondere für die Region ist Singapur das Hub für Projektentwicklung und -finanzierung im Erneuerbare-Energien-Sektor. So wurden gezielt die "Renewable Energy Desks" von internationalen Finanzinstituten für deren Finanzierungsgeschäfte in Asien angelockt. Ebenfalls werden neue Finanzierungsinstrumente, wie Projektanleihen und "Green Business Trusts" ins Leben gerufen. Laut der Internationalen Energieagentur sind im asiatischen Raum bis zum Jahre 2040 Investitionen in Energie in Höhe von knapp 2,9 Billionen US-Dollar erforderlich. Daran dürften sich neben Banken und regierungsnahen Organisationen insbesondere auch Private-Equity-Fonds und andere Privatunternehmen, die verstärkt Interesse an Erneuerbaren Energien zeigen, beteiligen. Für Unternehmen aus der Branche dürfte sich die Nähe zu Finanzdienstleistern bei der Planung und Finanzierung ihrer Investitionen in Singapur und insbesondere der ASEAN-Region bezahlt machen.

Energiemix mit der Solarenergie im künftigen Fokus

Mit einem Anteil von über 95 Prozent bildet flüssiges Naturgas die primäre Energieguelle, was vor allem auf die geografischen und klimatischen Bedingungen zurückzuführen ist, wie zum Beispiel Freiflächenproblematik, geringe durchschnittliche Windgeschwindigkeit und fehlender Küstenraum aufgrund stark frequentierter Häfen. Die Energiegewinnung aus Solarenergie und Biobrennstoffen bietet allerdings ein großes Zukunftspotenzial. Insbesondere der Solarenergie wird ein großer Stellenwert eingeräumt, da Singapur mit seiner Lage am sogenannten "asiatischen Sonnengürtel" rund 50 Prozent mehr Sonneneinstrahlung als etwa Deutschland aufweist. Der Stadtstaat hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 5 Prozent der Stromnachfrage über Solarenergie zu bedienen, was einer Leistung von 350 MW, entsprechen würde. Laut SERIS könnte Singapur 2050 bis zu 20 Prozent seines Energiebedarfs über die Solarenergie decken. Schwierigkeiten bereitet in diesem Zusammenhang jedoch die Landknappheit. Daher muss an Alternativen zur Freiflächenphotovoltaik gearbeitet werden, z. B. der Verwendung freier Dachflächen und der Nutzung der Wasserflächen der 17 vorhandenen Süßwasser-Reservoirs mittels schwimmender Photovoltaik-Anlagen. Weitere innovative Ansätze und Finanzierungsmodelle für Solarenergie in Singapur sind etwa Solar-Leasingprojekte und Offsite Power Purchase Agreements.

Chancen für die Erneuerbare-Energien-Branche

Obgleich Singapur nur einen verhältnismäßig kleinen Absatzmarkt für Unternehmen bietet und der Anteil an Erneuerbaren Energien trotz des beachtlichen Wachstumspotenzials kurzbis mittelfristig nur einen überschaubaren Anteil des Gesamtenergiebedarfs abdeckt, sehen wir – ähnlich wie in anderen Branchen – großes Potenzial für Direktinvestitionen in den singapurischen Markt. Das scheinen viele Unternehmen aus dem Erneuerbare-Energien-Sektor genauso zu sehen, denn in den vergangenen Jahren haben sich bereits 100 solcher Unternehmen in Singapur angesiedelt. Vor allem für Forschung, Entwicklung und Vertrieb von Erneuerbare-Energien-Produkten bietet Singapur exzellente Investitionsbedingungen selbst in Erneuerbare-Energien-Sparten, die mit Blick auf den singapurischen Absatzmarkt weniger von Interesse sind, wie z. B. Windkraft oder Meeresenergie. Die Gründe dafür sind vielfältig: Allgemein bietet Singapur aufgrund seiner geopolitischen Lage, der liberalen und unternehmensfreundlichen Wirtschaftspolitik, seiner politischen Stabilität und exzellenten Infrastruktur, der transparenten und umfassenden regulatorischen Rahmenbedingungen, dem attraktiven Steuersystem sowie der hervorragend ausgebildeten Arbeitskräfte günstige und verlässliche Geschäftsbedingungen für ausländische Investoren. Investitionsbeschränkungen für ausländische Investoren bestehen praktisch nicht. So sieht das zum Beispiel auch die "Doing Business 2016"-Studie der Weltbank, die Singapur zum zehnten Mal in Folge als investitionsfreundlichste Volkswirtschaft der Welt ausgezeichnet hat. Nach dem aktuellen Bericht des World Economic Forum rangiert Singapur im Ranking der wettbewerbsfähigsten Volkswirtschaften der Welt auf Platz 2 hinter der Schweiz, und das seit fünf Jahren in Folge.

Singapur als Sprungbrett in den ASEAN-Markt

Singapur bietet sich für Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche als hervorragender Ausgangspunkt für weitere Expansionen in den ASEAN-Markt an. Mit seiner zentralen Lage in ASEAN und seiner hervorragenden Infrastruktur bietet der Stadtstaat perfekte Bedingungen für Markterkundungen, Lobby-Maßnahmen, Teilnahme an Ausschreibungen und nicht zuletzt die Kontaktaufnahme zu Regierungseinrichtungen und Unternehmen in der Region. Neben den einzelnen Mitgliedsstaaten sollte dabei auch ASEAN als politische Ebene Aufmerksamkeit erfahren. Kooperationen im Erneuerbare-Energien-Sektor innerhalb ASEANs unterstützt das ASEAN Centre for Energy aktiv. Der aktuelle Aktionsplan 2016 – 2025 spricht unter anderem die Integration der Stromnetze, die Harmonisierung von Standards im Bereich der Energieeffizienz und auch die verbesserte Zusammenarbeit im Bereich der Forschung und der Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten an. Für Unternehmen der Branche dürfte sich der Standort Singapur auch als Schaufenster für neue Produkte und Lösungen anbieten. Bewährte Lösungen könnten sich so in andere Ballungszentren der Region wie Bangkok, Jakarta und Manila exportieren lassen. Für Möglichkeiten des "Netzwerkens" bietet Singapur bereits jetzt die perfekte Grundlage. So finden alleine in diesem Jahr unter anderem die "International Green Building Conference" und der "Asia Clean Energy Summit" in Singapur statt.

Insgesamt lohnt es sich deshalb, einen Blick auf Singapur als Markt für Erneuerbare Energien und als Sprungbrett in den dynamischen ASEAN-Markt zu wagen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Singapur Dr. Paul Weingarten

Telefon: +65 (62) 38 - 67 70 E-Mail: paul.weingarten@roedl.pro

demands of char is of target mark elationships with ants, preserve their cally. kage real estate elopment investr ent projects.

as well as the market place and specific projects to ass inities and threats order to gain a competitive

operty development firm is local

rain. Employing over 6000 people

ss 16 countries with exciting e

Quellenverzeichnis

8 years of or 141 sales of Ary trends, co arket and k Russian / Frenc

nave background in the real ations from candidates with Life Insurance or

Die Quellen sind passend zu den Endnoten im Text fortlaufend nummeriert.

- 1 RWTH Speichermonitoring Mai 2016
- 2 Ehemals European Photovoltaic Industry Association (EPIA), IEA (Trends 2015 in Photovoltaic Applications und PVPS Annual Report 2014) und SolarPower Europe (Global Market Outlook Solar Power 2016–2020)
- 3 Vergütung im Januar 2017. Bei späterer Inbetriebnahme ist die Degression der Vergütungssätze zu berücksichtigen.
- 4 https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_ and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf.
- 5 IEA (2015). Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015, OECD/IEA, Paris.
- 6 IEA (2011). Technology Roadmap Geothermal Heat and Power, S. 24.
- 7 Deutsche WindGuard (2016): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland.
- 8 REN21 (2016). Renewables 2016 Global Status Report. Verfügbar unter http://www.ren21.net/wp-content/ uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf [29.08.2016].
- 9 International Hydropower Association (2014). Hydropower generation and potential around the world. Verfügbar unter https://www.hydropower.org/blog/hydropower-generation-and-potential-around-the-world [29.08.2016].
- 10 Small Hydro Gateway. Small Scale Hydropower. Verfügbar unter http://www.small-hydro.com/about/small-scalehydrpower.aspx [30.08.2016].
- 11 Renewables First. What is the difference between micro, mini and small hydro? Verfügbar unter https://www. renewablesfirst.co.uk/hydropower/hydropower-learning-centre/what-is-the-difference-between-micro-mini-and-small-
- 12 BMWi Informationsportal Erneuerbare Energien. Wasserkraft. Verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ Navigation/DE/Technologien/Wasserkraft/wasserkraft.html [26.08.2016].
- 13 RP-Energie-Lexikon. Pumpspeicherkraftwerk. Verfügbar unter https://www.energie-lexikon.info/pumpspeicherkraftwerk. html [31.08.2016]
- 14 Statista. Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2015. Verfügbar $unter\ http://de.statista.com/statistik/daten/studie/233230/umfrage/anteil-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-stromerzeugung-in-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasserkraft-an-der-wasser$
- $15\ http://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-de-erneuerbaren-energien-in-deutschland.de/fileadmin/PDF/zeitreihen-zur-entwicklung-de-erneuerbaren-energien-in-de-erneuerbaren-energi$ deutschland-1990-2015.pdf [26.08.2016].
- 16 BMWi (2016). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Verfügbar unter http://www. umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen [26.08.2016].
- 17 BMWi (2012). Marktanalyse Wasserkraft. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/ mark tanalyse-freiflae che-photovoltaik-wasser kraft, property=pdf, bereich=bmwi 2012, sprache=de, rwb=true.pdf, rwb=true[26.08.2016]

- 18 Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke. Wasserkraft und Gewässerschutz. Verfügbar unter http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/gewaesserschutz.html [26.08.2016].
- 19 stadt + werk (2016). Wasserwerk erzeugt mehr Strom. Verfügbar unter http://www.stadt-und-werk.de/meldung_24227_Wasserwerk+erzeugt+mehr+Strom.html [29.08.2016].
- 20 stadt + werk (2016). Main-Kraftwerk Rothenfels wird modernisiert. Verfügbar unter http://www.stadt-und-werk.de/meldung_24375_Main-Kraftwerk+Rothenfels+wird+modernisiert.html [29.08.2016].
- 21 Solarify (2016). Steinkohlenbergwerk als Untertage-Pumpspeicher. Verfügbar unter http://www.solarify.eu/2016/08/29/883-steinkohlenbergwerk-als-untertage-pumpspeicher/ [29.08.2016].
- 22 Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke. Genehmigungsverfahren für Wasserkraftwerke. Verfügbar unter http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/genehmigungsverfahren.html [29.08.2016].
- 23 Bundesrat (2016). Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Verfügbar unter http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [30.08.2016]
- 24 vBVH (2016). Das EEG 2017 vBVH-Sondernewsletter. Verfügbar unter http://www.vonbredow-valentin.de/wp-content/uploads/2013/10/vBVH-Sondernewsletter-EEG-2017.pdf [30.08.2016].
- 25 Smart Hydro Power. SMART Monofloat: Grid-connected Project in Rosenheim, Germany. Verfügbar unter http://www.smart-hydro.de/decentralized-rural-electrification-projects-worldwide/germany-grid-connected-turbine/#project [31.08.2016].
- 26 Hufeisen, S. (2012). GEO. Kleinwasserkraft: Strom aus der Strömung. Verfügbar unter http://www.geo.de/natur/oekologie/3421-rtkl-kleinwasserkraft-strom-aus-der-stroemung [31.08.2016].
- 27 Aquakin. Verfügbar unter http://aquakin.com/de/wasserkraftwerke/ [01.09.2016]
- 28 Reuter, B. (2015). Wirtschafts Woche. So revolutioniert ein Fürther Startup die Wasserkraft. Verfügbar unter http://www.wiwo.de/technologie/green/tech/blauer-strom-ueberall-so-revolutioniert-ein-fuerther-startup-die-wasserkraft/13551216. html [01.09.2016].
- 29 World Bank (2016). Hydropower Overview. Verfügbar unter http://www.worldbank.org/en/topic/hydropower/overview [31.08.2016].
- 30 GIZ (2009). Fact Sheet: Äthiopien. Verfügbar unter https://www.giz.de/fachexpertise/downloads/Fachexpertise/giz2009-de-factsheet-aethiopien.pdf [31.08.2016].
- 31 Hecking, K. (2016). Zeit Online. Strom wie Heu. Verfügbar unter http://www.zeit.de/2016/28/aethiopien-staudammerneuerbare-energien-industrie/komplettansicht [01.09.2016].
- 32 Small Hydropower World. Small Hydropower Capacities Worldwide. Verfügbar unter http://www.smallhydroworld.org/ [01.09.2016].
- 33 Carrell, S. (2016). The Guardian. World first for Shetlands in tidal power breakthrough. Verfügbar unter https://www.theguardian.com/environment/2016/aug/29/world-first-for-shetlands-in-tidal-power-breakthrough [30.08.2016].
- 34 Poindexter, G. B. (2016). Hydro World. Grid-connected Shetland Tidal Array in Scotland is operational. Verfügbar unter http://www.hydroworld.com/articles/2016/08/grid-connected-shetland-tidal-array-in-scotland-is-operational.html [30.08.2016].
- 35 Scottish Government. (2016). Renewables Policy. Verfügbar unter http://www.gov.scot/Topics/Business-Industry/Energy/Energy-sources/19185/17612 [29.08.2016].
- 36 Mitchell, J. et al. (2014). Credit Suisse. The French Connection GE's Industrial Logic for Alstom. Verfügbar unter https://doc.research-and-analytics.csfb.com/docView?language=ENG&format=PDF&source_id=csplusresearchcp&document_id=806145050&serialid=3VI7msqavPJZzBz1sQfA0VH7%2BGKDV57hDMLJ0VHdPdl%3D [01.09.2016].
- 37 Lüdtke, T. (2016). bizz energy. USA wollen Wellenstrom. Verfügbar unter http://bizzenergytoday.com/usa_wollen_wellenstrom [01.09.2016].
- 38 Heinzle, C. (2015). Tagesschau.de. "NordLink" für Wind und Wasser. Verfügbar unter https://www.tagesschau.de/wirtschaft/stromkabel-101.html [01.09.2016]. in Verbindung mit http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article137303596/Norwegen-wird-zum-Speicher-fuer-deutschen-Oekostrom.html.
- 39 Die Welt. (2015). Norwegen wird zum Speicher für deutschen Ökostrom. Verfügbar unter https://www.neueenergie.net/wissen/wind/konsortium-verlegt-seekabel-nach-norwegen [01.09.2016] in Verbindung mit Seidler, C. (2012). Spiegel. Kabelprojekt Nord.Link: Die Nordsee-Stromautobahn kommt. Verfügbar unter http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/nord-link-ab-2018-stromkabel-zwischen-norwegen-und-deutschland-a-840229.html [01.09.2016].
- 40 ABB. NorNed. Verfügbar unter http://new.abb.com/systems/hvdc/references/norned [01.09.2016].

- 41 Verbund. Energiespeicher Riedl- Partner der Energiewende. Verfügbar unter https://www.verbund.com/de-at/ueberverbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/energiespeicher-riedl [01.09.2016] in Verbindung mit Donau-Kraftwerk-Jochenstein. (2010). Energiespeicher Riedl: Baustein für eine nachhaltige Energiezukunft. Verfügbar unter https://www.verbund.com/esr/de/~/media/F56755B0DA5040AC93D09BC0FA250CE7.ashx. [01.09.2016].
- 42 Stand der Umrechnung; www.oanda.com, Abruf 17. Juli 2014.
- 43 Reuters Espana, Espana ultima aprobación de nueva regulación para energías renovables, Abruf 10. Juni 2014.
- 44 http://renewables.seenews.com/news/renewable-power-share-in-spain-at-48-6-in-7-mo-2016-534892.
- 45 http://renewables.seenews.com/news/renewable-power-share-in-spain-at-48-6-in-7-mo-2016-534892.
- 46 http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/spanien-beschliet-sonnensteuer-auf-solareneigenverbrauch_100020770/.
- 47 Verordnungen Nr. 2016-682, Nr. 2016-687, Nr. 2016-690 und Nr. 2016-691
- 48 http://www.gouvernement.fr/action/la-transition-energetique-pour-la-croissance-verte.
- 49 http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1
- 50 RTE France (2015). Panorama der Erneuerbaren Energien in Frankreich. ("Réseau de l'intelligence électrique", "französisches Netz für elektrische Intelligenz").
- 51 http://www.developpement-durable.gouv.fr/Politique-de-developpement-des,13554.html; Plan d'Action National en faveur des Energies Renouvelables 2009-2020 du Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer.
- 52 https://www.legifrance.gouv.fr/ affichLoiPreparation.o?idDocument=JORFDOLE000029310724&type=general&typeLoi=proj&legislature=14
- 53 ADEME, Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050.
- 54 Mit dem Kapazitätsmechanismus will die französische Regierung sicherstellen, dass bei einem weitgehenden Ausfall der Stromerzeugung aus Wind und Sonne genug Kraftwerke zur Verfügung stehen, um die Versorgungslücke zu füllen. Auf dem von Frankreich geplanten Kapazitätsmarkt sollen kapazitätsbezogene Verpflichtungen zwischen den Betreibern der Kraftwerke und den Stromversorgern gehandelt werden (https://www.energie-und-management.de/nachrichten/strom/detail/eu-vertieft-vorgehen-gegen-kapazitaetsmarkt-in-frankreich-113198.) Es ist geplant, dass dieser Markt 2017 startet.
- 55 Gemäß Artikel 1 der Verordnung Nr. 2016-687, kodifiziert im Energiegesetzbuch unter Artikel R. 311-1 und R. 311-2.
- 56 Gemäß Artikel 6 der Verordnung Nr. 2015-1823 zur Kodifizierung des Energiegesetzbuches.
- 57 Gemäß Artikel 111 des Energiewendegesetzes.
- 58 http://de.statista.com/statistik/daten/studie/251882/umfrage/anteil-der-laender-am-weltweiten-energieverbrauch-aus-
- 59 https://www.efficiency-from-germany.info/ENEFF/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Factsheets/kurzstudie_italien_2016-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- 60 http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=italien-setzt-weiter-auf-erneuerbare-energien,did=1313446.html?view=renderPrint.
- 61 http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=italien-setzt-weiter-auf-erneuerbare-energien,did=1313446.html?view=renderPrint).
- 62 Central Intelligence Agency, The World Factbook (2016). Verfügbar unter: https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sf.html.
- 63 Südafrikanisches Energieministerium (2014); http://www.energy.gov.za/files/renewables_frame.html.
- 64 Eskom, http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Pages/Tariff_History.aspx (Umrechnungskurs vom 26. Juli 2016; www.oanda.com).
- 65 Department of Energy, Integrated Resource Development Plan for Electricity 2010–2020, Update Report 2013; http://www.doe-irp.co.za/.
- 66 Deutsche Industrie- und Handelskammer für das Südliche Afrika, Zielmarktanalyse Südafrika, Photovoltaik Aufdachanlagen 2015; https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_suedafrika_2015_pv.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- 67 Urban Earth, City of Cape Town launches small scale embedded energy generation guidelines and tariff, 2014; http://urbanearth.co.za/articles/city-cape-town-launches-small-scale-embedded-energy-generation-guidelines-and-tariff.
- $68\ Litauisches\ Statistikamt:\ http://osp.stat.gov.lt/informaciniai-pranesimai/?articleId=4499856.$
- 69 Eurostat, Energieabhängigkeit, September 2015.
- 70 http://www.rusnano.com/upload/images/sitefiles/files/Presentation_Energy_Efficiency_ENES2013.pdf.

- 71 Verordnung der Regierung der Russischen Föderation Nr. 1-r vom 8. Januar 2009.
- 72 http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f818b00042a762138b17af0dc33b630b/Energy-Suppor-Scheme-Eng.
- 73 U.S. Energy Information Administration Iran Country Report unter: https://www.eia.gov/beta/international/analysis cfm?iso=IRN [25.08.2016].
- 74 STANDARD Verlagsgesellschaft Iran vergab Milliardenauftrag für Gaskraftwerke in die Türkei unter: http://derstandard.at/2000038228937/Iran-vergab-Milliardenauftrag-fuer-Gaskraftwerke-in-die-Tuerkei [25.08.2016].
- 75 In Anlehnung an "Organigramm des iranischen Energieministeriums" unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/AA_Report_BSW_Iran.pdf [25.08.2016].
- 76 BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V. The Emerging PV Market in Iran, Dezember 2015 unter: https://www.solarwirtschaft.de/enabling-pv.html, [25.08.2016].
- 77 Norddeutscher Rundfunk MV Firmen hoffen auf gute Geschäfte unter: https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/MV-Firmen-hoffen-auf-gute-Geschaefte-mit-Iran,iran316.html, [25.08.2016].
- 78 Max-Planck-Institut für chemische Energiekonversion unter: http://www.solarify.eu/2016/05/24/734-pv-produktion-in-iran-geplant/, [25.08.2016].
- 79 Planet in Green Projects GmbH unter: http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2016/kw24/planet-in-green-schliesst-stromabnahmevertrag-fuer-photovoltaik-vorhaben-mit-100-mw-im-iran.html, [25.08.2016].
- 80 Islamic Republic News Agency German-Spanish firm to build solar power plant in western of Iran unter: http://www8.irna.ir/en/News/82137415/, [25.08.2016].
- 81 Ministry of Energy, Renewable Energy Organization of Iran Guaranteed Renewable Energy Purchase Tariffs unter: http://www.suna.org.ir/en/guaranteed, [25.08.2016].
- 82 Definition Kapazitätsfaktor im "Wind Lexikon" unter: http://www.wind-lexikon.de/cms/lexikon/95-lexikon-k/734-kapazitaetsfaktor.html, [25.08.2016].
- 83 Währungsrechner unter: http://www.finanzen.net/waehrungsrechner/euro_rial, [20.03.2016].
- 84 Bundesverband Solarwirtschaft: Informationen zum Photovoltaik Boom Markt Iran unter: https://www.solarwirtschaft. de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/informationen-zum-photovoltaik-boom-markt-iran.html, 25.08.2016.
- 85 IHK Region Stuttgart Iran Weg frei für Hermes-Deckungen unter: https://www.stuttgart.ihk24.de/Fuer-Unternehmen/international/Aktuelles/Iran---Weg-frei-fuer-Hermes-Deckungen/3119044, [25.08.2016].
- 86 BMWi Erneuerbare Energien in Iran: Geschäftsbedingungen und Chancen unter http://www.erneuerbare-energien.de/ EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Praesentationen/2015-10-01-iv-iran-04-uni-tehran.html, [25.08.2016].
- 87 Econet Monitor April 2016, S. 3.
- 88 EURObiz, Jan/Feb 2016, S. 7.
- 89 Econet Monitor, Juni 2016, S. 5.
- 90 DEDE (Department of Alternative Energy Development and Efficiency).





Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius	CO ²	Kohlendioxid
€	Euro	CODOA	Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat
§	Paragraf	ct	Eurocent
%	Prozent	CVAE	Cotisation sur la Valeur Ajoutée des
AEDP	Alternative Energy Development Plan		Entreprises
Abs.	Absatz	CZK	Tschechische Krone (Währung)
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise	d.h.	das heißt
	de l'énergie (Agentur für Umwelt und	DEDE	Department of Alternative Energy
	Energiewirtschaft)		Development and Efficiency
a. s.	tschechische Aktiengesellschaft	dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
AL	Anschlussleistung	DIW	Department of Industrial Works
Art.	Artikel	DVU	Direktvermarktungsunternehmen
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	EBRE	Europäische Bank für Rekonstruktion und
B-BBEE	Broad-Based Black Economic Empowerment		Entwicklung
BlmSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	EE	Erneuerbare Energien
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und	EEDP	Energy Efficiency Development Plan
	Energie	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
BNatSchG Bundesnaturschutzgesetz		EEG-PL	Polnisches EEG
BNetzA	Bundesnetzagentur	EERF	Energy Efficiency Revolving Fund
BOI	Board of Investment	EEX	European Energy Exchange
bspw.	beispielsweise	EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft	EPC	Energy Performance Certificates
BYR	Weißrussischer Rubel (Währung)	EPEX	European Power Exchange (europäische
bzw.	beziehungsweise		Strombörse)
ca.	circa	EPIA	European Photovoltaic Industry Association
CFE	Cotisation Foncičre des Entreprises	EPPO	Energy Policy and Planning Office
CNMC	Comision Nacional de los Mercados y la	ERC	Energy Regulatory Commission
	Competencia	ERI@AN	
			144

ED. I			A 490 - 1 7 A
ERU	Energieregulierungsbehörde in Tschechien	Mrd.	Milliarde(n)
ESCO	Energy Service Company Fund	MSW	Municipal Solid Waste (kommunaler Festmüll)
etc.	et cetera	MW	Megawatt
EU	Europäische Union	MW_e	angeforderte Kapazität in Megawatt
EUR	Euro (Währung)	MW_{el}	Megawatt elektrisch
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union	MWh	Megawattstunde(n)
F&E	Forschung und Entwicklung	MW_p	Megawatt Peak
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung	NAFTA	North American Free Trade Agreement
FiT	Feed-in tariff (Einspeisevergütung)	NERSA	National Energy Regulator of South Africa
FY	Financial Year (Fiskaljahr)	No.	Nummer
GBI	Generation Based Incentive	Nr.	Nummer
GE	General Electric	NTU	Nanyang Technological University
GERD	Great Ethiopian Renaissance Dam	OECD	Organisation for Economic Co-operation and
ggf.	gegebenenfalls		Development (Organisation für wirtschaftliche
GSE	Gestore dei Servici Energetici		Zusammenarbeit und Entwicklung)
GTAI	Germany Trade and Invest GmbH	OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
GW	Gigawatt	PDP	Power Development Plan
GW_{el}	Gigawatt elektrisch	PLN	Polnischer Zloty (Währung)
GWh	Gigawattstunde(n)	PM	Particulate matter (Feinstaub)
GWh _{th}	Gigawattstunde(n) thermisch	PPA	Power Purchase Agreement
GW _p	Gigawatt Peak	PPP	Public-Private Partnership
h	Stunde(n)	Pty Ltd	haftungsbeschränkte Gesellschaft in
ha	Hektar	i ty Lta	Südafrika
ICSHP	International Center on Small Hydro Power	PV	Photovoltaik
i. d. R.	in der Regel	PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
IDRO	Industrial Development and Renovation	rd.	rund
IDIO	Organization of Iran	RDL	Real Decreto Legislativo
IfE	Institut für Energietechnik GmbH	REC	Renewable Energy Certificate
IEA	International Energy Agency	RMB	Renminbi (Währung)
INR	Indische Rupie (Währung)	RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische
IPP	Independent Power Producer	LVVIII	Hochschule
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau		Sekunde(n)
		S	* *
kg KiwE	Kilogramm	SE	Societas Europaea (Europäische Gesellschaft)
	Kirchweidacher Energie GmbH	SERIS	Solar Energy Research Institute of Singapore
km	Kilometer	Slg.	Sammlung
km²	Quadratkilometer	sog.	sogenannt
kW	Kilowatt	SPP	Small Power Producer
kWh	Kilowattstunde(n)	SUNA	Renewable Energy Organization of Iran
kW _p	Kilowatt Peak	THB	Thai Baht (Währung)
LCOE	Levelized Cost of Electricity	TWh	Terawattstunde(n)
LfA	Landesanstalt für AufbaufinanzierungLIAG	u. a. 	unter anderem
	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
LNG	Liquefied Natural Gas	UNEP	United Nations Environment Programme
Ltd.	Limited		(Umweltprogramm der Vereinten Nationen
m	Meter	UNIDO	United Nations Industrial Development
m2	Quadratmeter		Organization
MEP	Ministry of Environmental Protection	UVPG	Gesetz über die
Mio.	Million(en)		Umweltverträglichkeitsprüfung
MIT	Massachusetts Institute of Technology	USA	Vereinigte Staaten von Amerika
			145

Rödl & Partner VSPP Very Small Power Producer Wasserhaushaltsgesetz zum Beispiel z.T. zum Teil 146



Rödl & Partner Deutschland

Anton Berger
Telefon: +49 (911) 91 93 36 01

Mathematical anton.berger@roedl.com

Rödl & Partner China

Dr. Martin Seybold
Telefon: +86 (10) 85 73 13 88

☑ martin.seybold@roedl.pro

Rödl & Partner Frankreich

Nicola Lohrey
Telefon: +33 (1) 56 92 31 25

Marion incola.lohrey@roedl-avocats.fr

Rödl & Partner Georgien

Klaus Kessler Telefon: +3 80 (44) 5 86 23 03 ☑ klaus.kessler@roedl.pro

Rödl & Partner Indien

Michael Wekezer
Telefon: +91 (124) 4 83 75 50

Marichael.wekezer@roedl.pro

Rödl & Partner Iran

Carla Everhardt Telefon: +49 (221) 94 99 09- 3 43 ☑ carla.everhardt@roedl.pro

Rödl & Partner Italien

Svenja Bartels
Telefon: +39 (049) 8 04 69 11

Material Servenja.bartels@roedl.it

Dr. Roberto Pera Telefon: +39 (06) 96 70 12 70 ☐ roberto.pera@roedl.it

Rödl & Partner Kasachstan

Michael Quiring Telefon: +7 (7 27) 3 56 06 55 ☐ michael.quiring@roedl.pro

Rödl & Partner Litauen

Rödl & Partner Polen

Piotr Mrowiec
Telefon: +48 (22) 2 10 69 90

Mathematical prompts of the prompts

Rödl & Partner Russland

Rödl & Partner Singapur

Dr. Paul Weingarten
Telefon: +65 (62) 38 67 70

E⊕ paul.weingarten@roedl.pro

Rödl & Partner Spanien

Christoph Himmelskamp
Telefon: +34 (93) 2 38 93 70

Mathematical Christoph.himmelskamp@roedl.es

Rödl & Partner Südafrika

Ulrike Brückner
Telefon: +27 (11) 4 79 30 00

Marie ulrike.brueckner@roedl.pro

Rödl & Partner Thailand

Martin Klose
Telefon: +66 (2) 6 70 06 70

Martin Klose@roedl.pro

Rödl & Partner Tschechische Republik

Olaf Naatz Telefon: +420 (2) 36 16 37 13 ™ olaf.naatz@roedl.cz

Rödl & Partner Ukraine

Dr. Beata Pankowska-Lier
Telefon: +380 (44) 5 86 23 03

☑ beata.pankowska-lier@roedl.pro

Rödl & Partner USA

Dr. Ullrich Kämmerer Telefon: +1(404) 5 86 34 64 ☑ ullrich.kaemmerer@roedlusa.com

Rödl & Partner Weißrussland



Über Rödl & Partner

Rödl & Partner ist als integrierte Beratungs- und Wirtschaftsprüfungsgesellschaft an 108 eigenen Standorten in 50 Ländern vertreten. Unseren dynamischen Erfolg in den Geschäftsfeldern Rechtsberatung, Steuerberatung, Steuerdeklaration und Business Process Outsourcing, Unternehmens- und IT-Beratung sowie Wirtschaftsprüfung verdanken wir 4.500 unternehmerisch denkenden Partnern und Mitarbeitern.

Seit 1995 haben wir aus Deutschland heraus eine weltweit tätige Expertengruppe mit über 100 Kolleginnen und Kollegen mit dem Fokus Erneuerbare Energien aufgebaut. Zu unseren Auftraggebern zählen u.a. Europäische Kommission, African Union Commission, Weltbank, KfW, UNEP, dena, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie namhafte Anlagenbauer, Projektentwickler, Energieversorger, Banken, Kommunen, Finanzdienstleister und Fondsgesellschaften.

Unsere Leistungen im Bereich der Erneuerbaren Energien:

- > Energie-, Umwelt- und Genehmigungsrecht
- > Gesellschafts- und Wirtschaftsrecht
- Mergers & Acquisitions
- › Due Diligence
- > Projekt- und Unternehmensbewertung
- > Financial Modelling und Businessplanning
- > Gestaltung von Beschaffungs- und EPC-Verträgen
- > Vergaberecht, Durchführung von Ausschreibungen
- > Länderspezifische Machbarkeitsstudien und Markteinstiegsberatung
- > Internationale Fondsgestaltung
- > Internationales Steuerrecht / länderübergreifende Steuergestaltung
- > Finanzierungsberatung national und international
- > Risikomanagement
- > Beratung in der Projektentwicklung und -umsetzung
- > Jahresabschlusserstellung und -prüfung

Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite www.roedl.de/erneuerbare-energien.

Impressum

Herausgeber: Rödl & Partner GbR Äußere Sulzbacher Str. 100 90491 Nürnberg

Tel.: +49 (911) 91 93 - 35 04

E-Mail: erneuerbare-energien@roedl.de

Verantwortlich für den Inhalt: Anton Berger anton.berger@roedl.com Äußere Sulzbacher Str. 100 90491 Nürnberg

Koordination: Helene Gretz helene.gretz@roedl.com Äußere Sulzbacher Str. 100 90491 Nürnberg

Layout/Satz: Katharina Bühler katharina.buehler@roedl.com Äußere Sulzbacher Str. 100 90491 Nürnberg

Helene Gretz helene.gretz@roedl.com Äußere Sulzbacher Str. 100 90491 Nürnberg

Bei der Erstellung des E-Books 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.

Der gesamte Inhalt des E-Books und der fachlichen Informationen ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt 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.

