

Potenziale erkennen

E|NEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: April 2016 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt: Zukunftsmärkte

- > Erneuerbare Energien im Iran – ein Zukunftsmarkt? 2
- > Kuba – neue Ausschreibungen für deutsche Wind-, PV- und Biogas-Technologielieferanten 6

Aus aller Welt

- > Baltische Staaten & Weißrussland: Verschiedenartige Nachbarn 8
- > „Scaling Solar“ – eine Initiative der Weltbank zur Förderung von Photovoltaik in Afrika 11
- > Das große Zittern der polnischen Windbranche 15
- > „Merkpostenliste“ zur Kapitalmarktregulierung 17
- > Tiefengeothermie in Deutschland 19

Rödl & Partner intern

- > Relaunch der Erneuerbare-Energien-Homepage 22
- > Veranstaltungshinweise 23

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Erneuerbaren Energien entwickeln sich trotz aller Unkenrufe und der teilweise eingetrübten gesetzlichen Rahmenbedingungen weiterhin positiv. So wurde weltweit im Jahr 2015 ein Rekordinvestitionsvolumen in Höhe von 285,9 Milliarden US-Dollar getätigt. Damit ist der Spitzenwert aus dem Jahre 2011 übertroffen worden. Aufgrund der günstigen Zinssituation suchen auch immer mehr institutionelle Anleger nach aussichtsreichen Anlagen im EE-Bereich. Zudem verabschieden sich mittlerweile viele namhafte Investoren aus dem Geschäft mit fossilen Brennstoffen und richten ihre Portfolios neu in Richtung Erneuerbare Energien aus.

Trotz dieser guten Nachrichten sind im letzten Jahr in Europa die Investitionen um 21 Prozent auf 48,8 Milliarden US-Dollar zurückgegangen. Dies zeigt, dass Projekte außerhalb Europas immer mehr zum Treiber der globalen Energiewende werden.

In vielen Ländern sind die Erneuerbaren noch am Beginn Ihrer Entwicklung. Daher widmet sich unser aktueller Newsletter insbesondere den aufstrebenden Märkten. Zunehmend engagieren sich deutsche Unternehmen im Ausland und scheuen nicht davor zurück, auch in Entwicklungs- und Schwellenländern zu investieren. Hoher Energiebedarf und umweltpolitische Erfordernisse schaffen die Basis hierfür. In dieser Ausgabe thematisieren wir vor allem neue Märkte, wie den Iran oder Kuba, und erläutern Ihnen die dortigen Entwicklungsperspektiven und Chancen.

Des Weiteren möchten wir Sie in dieser Ausgabe auf den Relaunch unserer Erneuerbare-Energien-Homepage aufmerksam machen, welche wir nun für Sie neu gestaltet haben. Informieren Sie sich unter:

www.roedl.de/ee

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt: Zukunftsmärkte

> 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 die Technologien aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien.

Die Parlamentswahlen am 28. Februar 2016, bei denen Irans Präsident Hassan Rouhani und seine Unterstützer aus dem gemäßigten Lager deutlich gestärkt wurden, zeigen, dass die Öffnung des iranischen Marktes auch vom iranischen Volk getragen wird.

Die Lage auf dem iranischen Strommarkt ist bis heute vor allem durch konventionelle Energieträger geprägt. Dies kommt nicht zuletzt daher, dass der Iran über große Öl- und Gasreserven verfügt. Des Weiteren ist in Bushehr erst seit 2013 das erste Kernkraftwerk mit einer Kapazität von 700 MW voll einsatzbereit. Zwei weitere Kraftwerksblöcke mit jeweils einer Kapazität von 1.000 MW sind in Bushehr geplant.¹

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 fünf Einrichtungen mit Sonderaufgaben zählt auch die öffentliche „Renewable Energy Organization of Iran“ (SUNA), welche für die Organisation und das Vorantreiben des Ausbaus der Erneuerbaren Energien verantwortlich ist.

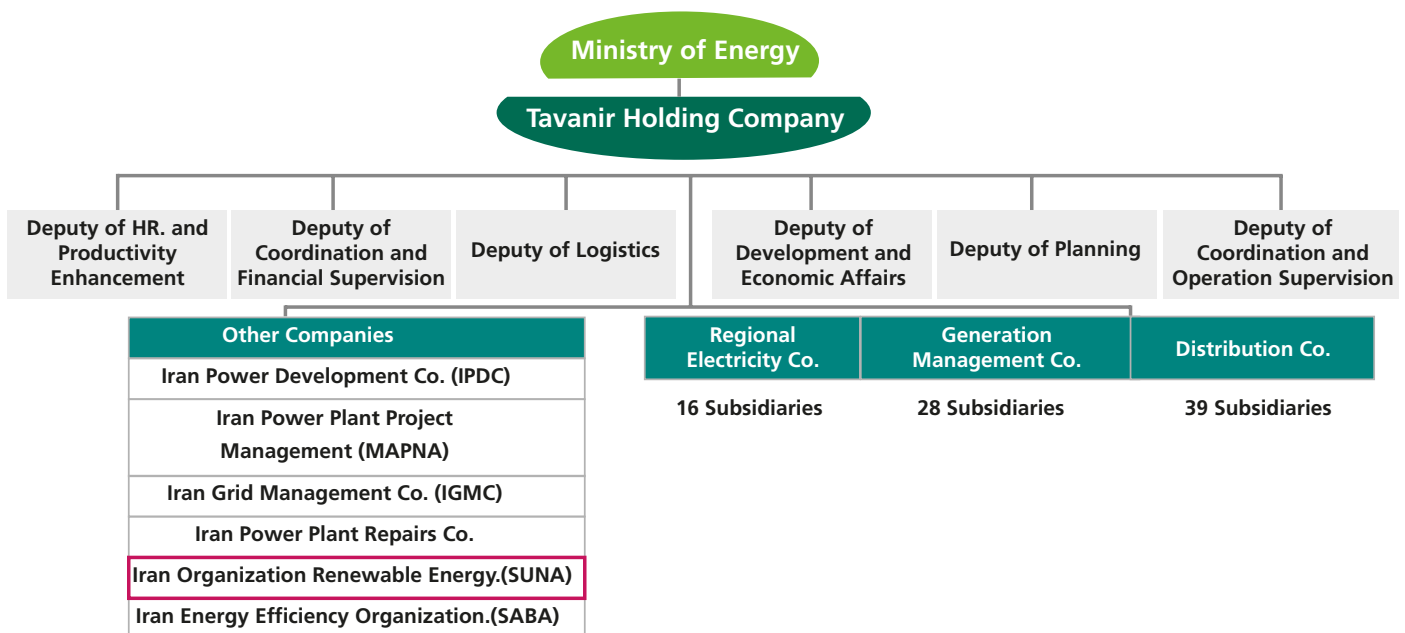


Abbildung 1: Organigramm des iranischen Energieministeriums²

¹ U.S. Energy Information Administration Iran Country Report unter: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IRN>, 31.3.2016.

² In Anlehnung an „Organigramm des iranischen Energieministeriums“ unter: <http://www2.tavanir.org.ir/info/stat83/sanat/html/Table/table05.jpg>, 31.3.2016.



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

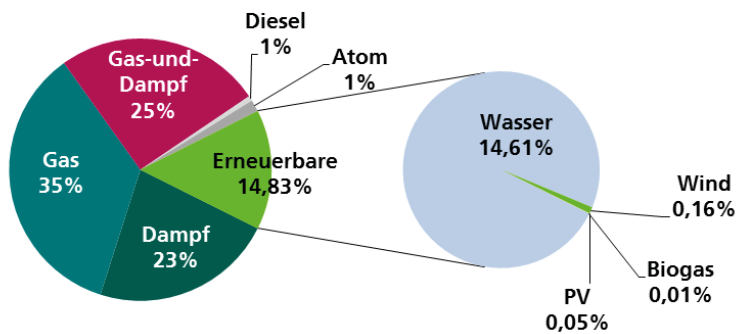


Abbildung 2: Installierte Kapazität im Iran nach Technologie, 2013³

Die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien betrug 10,4 GW_{el}, welche zum Großteil auf die Wasserkraft entfallen. Die Tiefengeothermie spielt, obgleich sehr guter Ressourcen (das wirtschaftliche Potenzial wird auf 35,7 GW_{el} geschätzt), noch keine Rolle im Iran.

Im Rahmen des 6. Fünf-Jahres-Entwicklungsplans (2016 bis 2020), möchte die iranische Regierung den Anteil Erneuerbarer Energien auf 5.000 MW_{el} installierte Leistung (ohne Wasserkraft) bis 2020 erhöhen. Dieses Ziel soll durch die garantierte Abnahme des Stroms auch aus nicht-staatlichen Kraftwerken zu speziellen Einspeisetarifen erreicht werden. Die potenzielle Produktionsmenge aus Erneuerbaren Energien pro Jahr teilt sich wie folgt auf:

- > Wind: 8 TWh
- > PV: 16 TWh
- > Biomasse: 23 TWh

Vor allem auf die Windenergie soll in Zukunft ein starker Fokus gelegt werden. Bisher realisierte Windparks sind in Manjil (Gilan), Binaloud (Khorasan-e Razavi), Safeh (Isfahan), Sarein (Ardebil) und Takestan (Ghazvin). Auch im Bereich der Photovoltaik herrschen im Iran exzellente Bedingungen. Etwa 300 Sonnentage im Jahr und eine Globalstrahlung von ca. 2,5 bis 5,5 kWh/qm je nach Standort führen dazu, dass ein mehr als doppelt so hohes Solarpotenzial im Iran erreicht werden kann als in Deutschland (ca. 1,1 kWh/qm).

Hinzu kommt, dass im Iran eine hohe Elektrifizierungsrate (98,4 Prozent) vorhanden ist, die einen Anschluss der PV-Anlage an das Netz in den meisten Gebieten ermöglicht.² 2014 investierte die iranische Regierung insgesamt 60 Mio. US-Dollar in Solarprojekte.³

Wie wird gefördert?

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

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

Die Änderungen der Einspeisetarife wurden im Juni 2015 vom Parlament verabschiedet und sehen zwei wesentliche Neuerungen vor: Zunächst wurde die Laufzeit von Power Purchase Agreements (PPA) mit garantierter Einspeisevergütung von 5 auf 20 Jahre verlängert sowie der Ansatz des Fördermechanismus grundlegend verändert. Anstelle eines einheitlichen Tarifes für alle Technologien auf Basis der vermiedenen Kosten für Kraftstoffe und CO₂-Ausstoß tritt eine Vergütung, welche nach Technologien unterscheidet und auf den jeweiligen Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) basiert. Dies 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.

Die aktuellen Tarife gelten noch bis März 2016 und können Tabelle 1 entnommen werden.



³ BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: The Emerging PV Market in Iran, Dezember 2015 unter: <https://www.solarwirtschaft.de/enabling-pv.html>, 31.3.2016.



Nr.	Technologietyp	Laufzeit 10 Jahre		Laufzeit 20 Jahre	
		IRR/kWh*	EUR/kWh	IRR/kWh	EUR/kWh
1	Biomasse - Mülldeponie			2.900	0,087
	Biomasse - die anaerobe Vergärung			3.150	0,094
	Biomasse - Verbrennung			5.870	0,176
2	Windpark > 50 MW			4.060	0,121
	Windpark ≤ 50 MW			4.970	0,149
	Wind ≤ 1 MW (zu den Teilnehmern zugeordnet und an die Verteilungskapazität begrenzt)			5.930	0,177
3	Solarpark > 10 MW			5.600	0,167
	Solarpark ≤ 10 MW			6.750	0,202
	Solar ≤ 100 kW (zu den Teilnehmern zugeordnet und an die Verteilungskapazität begrenzt)			8.730	0,261
	Solar ≤ 20 kW (zu den Teilnehmern zugeordnet und an die Verteilungskapazität begrenzt)			9.770	0,292
4	Geothermie (einschließlich Aushub und Ausrüstung)			5.770	0,173
5	Turbo-Expander	1.800	0,054		
6	Abfall Recycling in industriellen Prozessen	3.050	0,091		
7	Kleinwasserkraft ≤10 MW	3.700	0,110		
8	Andere Arten von Erneuerbaren Energien und sauberen Kraftwerken außer Wasserkraft			4.873	0,146

Tabelle 1: Einspeisevergütung Iran, Stand: Juni 2015⁴

In jedem der 20 Jahre wird ein Inflationsausgleich wie folgt vorgenommen:

$$k = \left(\frac{CPI_{x1}}{CPI_{o1}} \right)^{\alpha} \times \left(\frac{\text{€rate}_{x2}}{\text{€rate}_{o2}} \right)^{1 - \alpha}$$

- k: Index-Koeffizienz
 CPI: Einzelhandelskaufpreisindex, monatliche Veröffentlichung durch die iranische Zentralbank
 €rate: Jahresdurchschnitt des Wechselkurses von Euro und iranischen Rial, Veröffentlichung durch iranische Zentralbank
 α: Stromkoeffizienz 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

Inflations-Anpassungsformel für Einspeisevergütung³

Die feste Einspeisevergütung wird zum einen ergänzt durch den nationalen Entwicklungsfonds, welcher einen Teil der Investitionskosten für Infrastrukturprojekte übernimmt. Die Auswahlkriterien werden aktuell jedoch überarbeitet und natürlich sind diese Mittel endlich.

Zum anderen wird von TAVANIR, einem Staatsunternehmen mit unterschiedlichen Aufgaben im Stromsektor, eine Sonderstromabgabe für jede Stromrechnung erhoben. Diese lehnt sich quasi an den Umlagemechanismus des EEGs an. Sie beträgt 30 iranische Rial (ca. 0,089 €Cent) pro kWh und soll für den Ausbau der Stromversorgung im ländlichen Raum und für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verwendet werden.

Deutschen Technologielieferanten und Projektierern stehen im Iran gute Markteintrittschancen bevor, auch weil „Made in Germany“ dort als echtes Qualitätsmerkmal wahrgenommen wird.

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.

⁴ 1 EUR = 33.364 IRR (Iranischer Rial; Stand Sept. 2015)



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

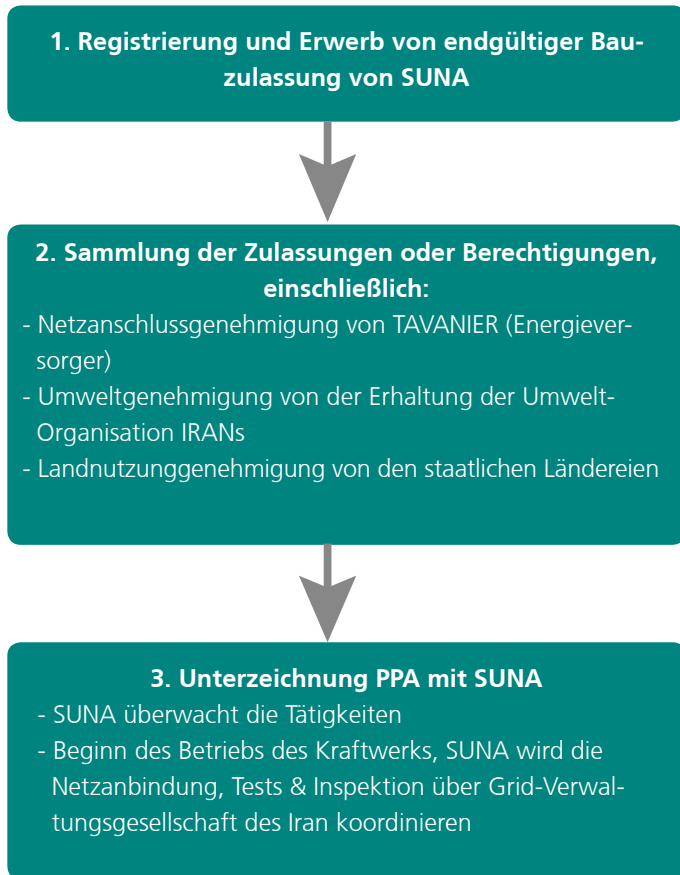


Abbildung 3: Einzelschritte für PPA mit SUNA⁴

Bereits jetzt können Exporteure wieder Anträge auf Hermes-Deckungen stellen, um ihre Geschäfte abzusichern. Auch ist die Übernahme von Investitionsgarantien grundsätzlich wieder möglich.⁵

Die Vorteile, die mit einem diversifizierteren Energiemix im Iran einher gehen, liegen auf der Hand. Durch die Deckung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien bleibt 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 Vorhandensein 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.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
Tel.: +49 (911) 91 93 – 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

⁴ 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>, 31.3.2016.

⁵ 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>, 31.3.2016.



> Kuba – neue Ausschreibungen für deutsche Wind-, PV- und Biogas-Technologielieferanten

Von Dr. Andreas Voß

Vor dem Hintergrund der Kuba-Reise von Bundeswirtschaftsminister Gabriel im Januar 2016 wurde an sein Ministerium eine Liste mit vorausgewählten Projekten des kubanischen Ministeriums für Außenhandel und ausländische Investitionen (MINCEX, „Ministerio del Comercio Exterior y la Inversión Extranjera“) übermittelt. Diese spezielle Auswahl basiert auf der allgemeinen Projektliste („Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera“), welche von der kubanischen Regierung aufgesetzt wurde und die landesweit 326 Vorhaben in verschiedenen Branchen und ein Investitionsvolumen von 8,2 Mrd. USD vorsieht.

Als Grundlage für die Projekte in der Energiebranche kann die staatliche Energiestrategie („Política para el Desarrollo Perspectivo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía“) von Juni 2014 gesehen werden. Darin wird ein fortlaufender Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung angestrebt. Die 18 TWh an gesamter, erzeugter Strommenge im Jahr 2013 sollen bis 2030 auf 30 TWh erhöht werden, wobei folgende Anteile der einzelnen Energieträger vorgesehen sind:

In der Projektliste von MINCEX wurden für die jeweilige Technologie bereits erste Details genannt:

Photovoltaik:

- > Gesamte installierte Leistung in 2014: 12 MW_p
- > Geplante, gesamte installierte Leistung bis 2030: zusätzliche 700 MW_p²
- > Sonnenstrahlung: 5 kWh pro qm und Tag
- > Einzelprojekte: Max. 5 MW_p pro Netzanschluss, je nach Netzleistung am Anschlusspunkt
- > Geplante installierte Leistung für 1. Ausschreibungsrunde: 100 MW_p (in minimal 20 Einzelprojekten)
- > Investitionsvolumen für 1. Ausschreibung: 150 Mio. USD
- > Maximale Fläche: 8 ha / Einzelprojekt
- > Technische Anforderungen: 250 W_p-Module, aufgeständert auf rostfreiem Stahl bei 15° Neigung, hocheffiziente Wechselrichter mit einer Nominalleistung von 500 – 900 kW

Wind:

- > Gesamte installierte Leistung in 2015: 11,7 MW
- > Geplante, gesamte installierte Leistung bis 2030: zusätzliche 633 MW
- > Geplante installierte Leistung für 1. Ausschreibungsrunde: 51 MW (in einem Windpark)
- > Anlagenstandort: „Municipio Banes“, in der Provinz Holguín (Nordostküste der Insel)
- > Geplantes Umspannwerk inkl. Netzanschluss: 34,5 / 110 KV

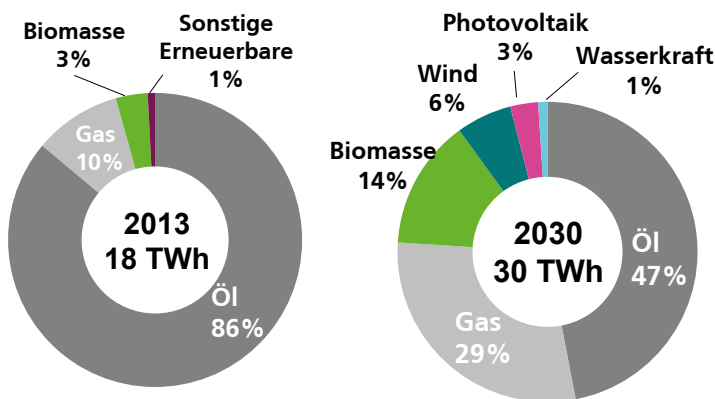


Abbildung 1: Geplante Stromerzeugung 2030 nach Energieträgern (in %)¹

Der Anteil von 4,3 Prozent der Erneuerbaren Energien in 2013 soll also bis 2030 auf 24 Prozent erweitert werden, wofür lt. Ministerrat ein Investitionsvolumen von 3,7 Mrd. USD nötig ist.¹

¹ <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=kuba-veroeffentlicht-projektliste-fuer-auslaendische-investoren,did=1121756.html>, 12.4.2016.

² http://www.granma.cu/file/sp/cartera-de-inversion-14/datos/documentos/Cuba_cartera-de-oportunidades_2014_ESP.pdf, 12.4.2016.



Biomasse:

- > Gesamte installierte Leistung in 2013: 470 MW
- > Geplante, gesamte installierte Leistung bis 2030: zusätzliche 755 MW
- > Geplante installierte Leistung für 1. Ausschreibungsrunde: ca. 60 MW (in einer Anlage)
- > Einsatz von hocheffizienten Hochdruckkessel
- > Betriebszeit pro Jahr: 250 Tage
- > Investitionsvolumen: 5 Mio. USD (für Biomasse-Anlage und Netzanschluss)

Hinsichtlich des Zeitplans für die einzelnen Ausschreibungsprojekte steht Rödl & Partner bereits in Kontakt mit dem zuständigen staatlichen Energieversorger (UNE, Unión Eléctrica). Nach Rückmeldung zu den gestellten Anfragen werden weitere Details hierzu folgen.

Insgesamt sind die Energiepläne der kubanischen Regierung im Hinblick auf die weitere gesellschaftliche Öffnung und wirtschaftliche Weiterentwicklung des Landes als positiv zu bewerten – besonders für deutsche Lieferanten aus den Bereichen der Photovoltaik-, Wind- und Biomasse-Technologie. Eine Annäherung an den Markt ist somit empfehlenswert, auch wenn die bürokratischen Hürden, welche mit einer Ausschreibung in dieser Form verbunden sind, genommen werden wollen.

Kontakt für weitere Informationen:



Dr. Andreas Voß

Rechtsanwalt

Tel.: +52 (55) 52 08 - 41 05

E-Mail: andreas.voss@roedl.pro





Aus aller Welt

> Verschiedenartige Nachbarn – ein Ziel

Baltische Staaten und Weißrussland: Mehr Energieunabhängigkeit mittels verstärktem Ausbau Erneuerbarer Energien

Von Hans Lauschke und Marianna Schimanowitsch

In den – historisch bedingt – eng verbundenen Energienetzen der baltischen Staaten und Weißrusslands wird eine zunehmende Spaltung offenbar. Während die baltischen Staaten eine verstärkte Integration in den Energiebinnenmarkt der Europäischen Union anstreben, setzt Weißrussland auf den Aufbau neuer Energieerzeugungskapazitäten im eigenen Lande. Bei allen Unterschieden haben beide Regionen jedoch zwei Dinge gemeinsam: das Ziel einer größeren Unabhängigkeit von russischem Gas sowie die Tatsache, dass zu dessen Verwirklichung, in Ergänzung zu den bereits genannten Maßnahmen, auch ganz wesentlich auf den Ausbau von Produktionskapazitäten mit erneuerbaren Energiequellen gesetzt wird.

Neben der Senkung der CO₂-Emissionen, welche sich die westeuropäischen Staaten vom Einsatz der Erneuerbaren Energien versprechen, steht ein weiterer Aspekt besonders im Fokus der Energiepolitik der baltischen Staaten. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Kältezeit zwischen Russland und der EU sowie den Sanktionen und Gegensanktionen ist die Befürchtung groß, dass Russland erstmals auch russisches Gas als politische Waffe gegen die baltischen Staaten einsetzen könnte – so wie dies vormals im Jahr 2009 bereits der Ukraine widerfahren ist. Bis vor kurzem war Litauen aufgrund seiner nahezu vollständigen Abhängigkeit von russischen Gasimporten der baltische Staat, welcher hierfür am anfälligsten war. Diese Monopolstellung schlug sich beispielsweise im Jahre 2013 darin nieder, dass Gazprom von Litauen einen im Vergleich zu Deutschland um 30 Prozent höheren Gaspreis forderte. Medienwirksam inszenierte Litauen daher die Inbetriebnahme des Flüssiggasterminals „Independence“ im Jahr 2014.

Mit einer Speicherkapazität von 170.000 m³ Flüssiggas kann dieses im Notfall bis zu 90 Prozent des Gasbedarfs der baltischen Staaten decken. Doch Flüssiggas ist kostenintensiv. Der Aufwand in der Herstellung ist hoch und die Regasifizierung teuer. Flüssiggas kostet ca. ein Fünftel mehr als herkömmliches Erdgas. Zugleich bleibt Litauen mit dem LNG-Terminal weiterhin abhängig von fossilen Energieträgern. Auch deshalb ist Russland noch immer für 80 Prozent der Gasimporte Litauens verantwortlich sowie für den größten Anteil der 70 Prozent an Elektrizitätsimporten. Der aktuell niedrige Gaspreis und die damit verbundene Unrentabilität des LNG-Terminals tun ihr Übriges, dass aktuell verstärkt nach Alternativen gesucht wird.

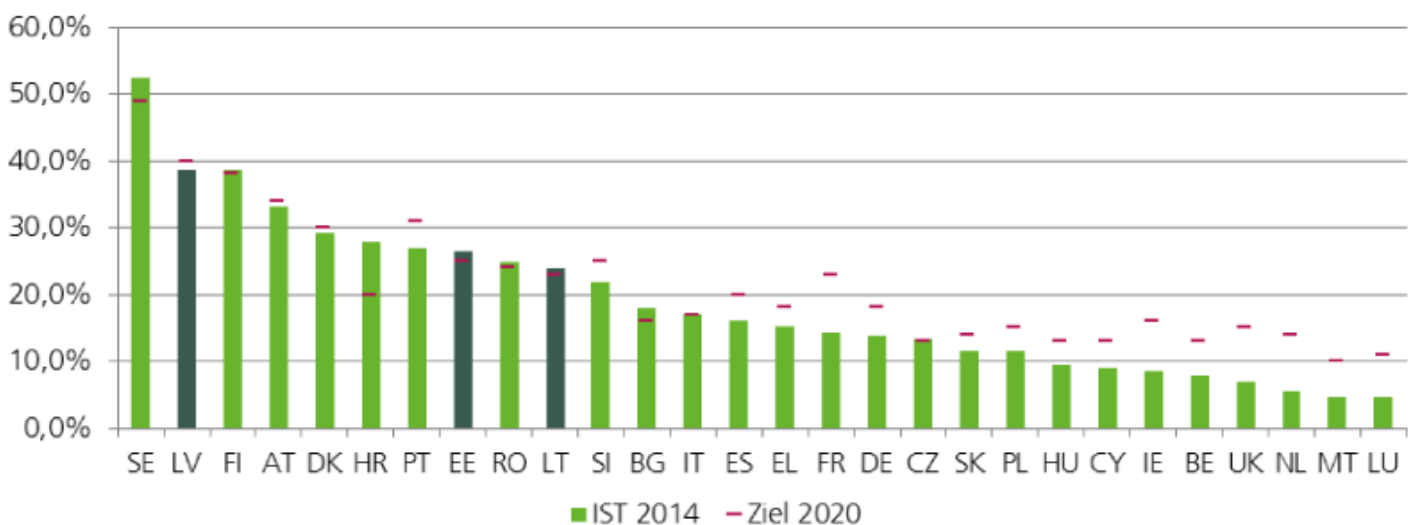


Abbildung 1: Anteil Erneuerbarer Energien in den EU-Mitgliedstaaten, 2014 (in % des Bruttoendenergieverbrauchs) ¹



Baltische Staaten schon am Ziel beim Ausbau der Erneuerbaren Energien?

Abhilfe soll neben einer Vertiefung des europäischen Energiebinnenmarktes u.a. eine verstärkte Integration von Erneuerbaren Energien schaffen. Die baltischen Staaten sind hierbei auf einem durchweg positiven Weg.

Ein neuer Bericht des EU-Statistikamtes Eurostat über den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch in den EU-Mitgliedstaaten zeigt, dass die baltischen Staaten in diesem Bereich Spitzenpositionen belegen. Der Statistik zugrunde lag der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2014, gemessen an den Regenerativzielen für das Jahr 2020. So liegen die baltischen Staaten hier geschlossen in den Top 10. Estland und Litauen haben ihre Ausbauziele im Jahr 2014 gar schon erreicht. Lettland, das sich mit einem Anteil von 40 Prozent am Gesamtverbrauch hier wohl das ambitionierteste Ziel gesteckt hat, steht überdies kurz vor dem Erreichen dieses Ziels. Zum Vergleich: Deutschland liegt in der Statistik lediglich auf Platz 17. Der Endenergieverbrauch spiegelt hierbei nicht nur den Stromverbrauch, sondern auch den Verkehr- und Wärmesektor wider. Schlüssel zum Erfolg soll in Litauen vermehrt die Erzeugung von Elektrizität und Wärme durch umweltfreundliche KWK-Kraftwerke darstellen. Beispielgebend waren hier im Jahr 2015 die Ausschreibungen zweier Anlagen dieser Art in den beiden größten Städten Vilnius und Kaunas. Für die Anlage in der litauischen Hauptstadt Vilnius ist dabei eine Leistung von 227 MWth und 88 MWe geplant. Sie soll jeweils aus zwei Blockheizkraftwerken – eines soll mit Abfall und das andere mit Biomasse betrieben werden – bestehen und pro Jahr 1,627 TWh Wärme und 0,817 TWh Strom produzieren. Mit einem Investitionsvolumen von rund 190 Mio. EUR handelte es sich um die größte Ausschreibung seit der Unabhängigkeit des Landes.

Zukunft der Erneuerbaren Energien in Litauen

Daneben spielt die Windkraft in Litauen eine immer größere Rolle. Zwar haben die Ausschreibungen von Onshore-Windenergieprojekten in Litauen bereits im Jahr 2015 die maximal geförderte Gesamtleistung von 500 MW erreicht, was zu einem zeitweisen Investitionsstopp führte, doch soll nun Bewegung in den Markt kommen – durch eine Erhöhung der ausgeschriebenen Gesamtkapazitäten um ein Drittel auf dann 750 MW. Dies ist dringend erforderlich. Durch die Abschaltung und den Rückbau des Kernkraftwerkes Ignalia im Jahr 2009 entwickelte sich Litauen vom Energieexporteur schlagartig zum Importeur. Immer mehr alte Kraftwerke, wie bspw. das Heizkraftwerk Vilniaus elektrinė-3 mit einer Kapazität von 603 MWth sowie 360 MWe (Abschaltung für 2016 geplant), entsprechen nicht mehr den heutigen Umweltstandards und werden vom Netz genommen. Der Bau eines neuen Kernkraftwerkes steht inzwischen zudem nicht mehr auf der Tagesordnung und wäre nach einem gescheiterten Volksentscheid politisch nicht durchsetz-

bar. Durch die Inbetriebnahme der Starkstromverbindung Nordbalt zwischen Schweden und Litauen sowie andererseits der Litpol-Strombrücke zwischen Litauen und Polen dürfte sich eine solche Investition zudem kaum noch rechnen. Eine vollständige Energieunabhängigkeit von Russland kann jedoch nur schwer allein von Importen aus der EU gedeckt werden – insbesondere, wenn man den Wärmesektor betrachtet. Der zunehmende Einsatz dezentraler Energiequellen ist daher essenziell. Windkraftanlagen zur Stromerzeugung sowie ökologische Heizkraftwerke zum Ausgleich der Lasten und zur Produktion von Wärme gelten als Lösung. Der aktuelle Bestand reicht jedoch längst nicht aus. Hier wird es daher wohl auch weiterhin zu einer verstärkten Förderung sowie neuen Ausschreibungsverfahren kommen.

Weißrussland: Brücke nach Osteuropa oder wankelmütiger Partner?

Entscheidend für die Umsetzung derartiger Pläne dürften dabei auch die Beziehungen zum benachbarten Weißrussland sein. Trotz der erst kürzlich aufgehobenen Sanktionen und der allmählichen Wiederannäherung an die EU gehen die Meinungen auseinander, ob Weißrussland im Falle der gemeinsamen Energiemarktentwicklung ein verlässlicher Partner oder doch eher ein wankelmütiger und evtl. dritten Einflüssen unterliegender Versorger wäre. Auch Weißrussland ist weiterhin stark abhängig vom russischen Gas. Erst kürzlich verkündete Gazprom, weitere 2,5 Mrd US-Dollar in das weißrussische Gastransportnetz zu investieren. Auch sieht Weißrussland im Vergleich zu Litauen seine Zukunft in der Nutzung von Kernenergie. So baut es mit russischer Hilfe derzeit ein Kernkraftwerk in Ostrowez nahe der litauischen Grenze, welches im Jahr 2018 ans Netz gehen soll. Dies führte bereits zu massiver Kritik durch die litauische Regierung und zur Einschaltung der EU-Kommission, da das Projekt im Widerspruch zu den Zielen der EU stünde und man überdies erhebliche Sicherheitsmängel befürchtet.

Die weißrussische Energiepolitik setzt auf einen Mix der Erzeuger

Neben Gas und der Kernenergie stehen nun erstmals auch die Erneuerbaren Energien im Fokus weißrussischer Energiepolitik. Erst im vergangenen Jahr legte Weißrussland die Weichen für eine gezielte Förderung der Erneuerbaren Energien, wie es in Westeuropa teilweise bereits seit 2 Jahrzehnten praktiziert wird. Eine umfangreiche Quotenregelung sorgt hier nun dafür, dass auch für Weißrussland die Chance besteht, eine zunehmende Energieunabhängigkeit von Russland zu erreichen. Klar zu erkennen ist hier jedoch ein starker Energiemix aus unterschiedlichen regenerativen Energiequellen (hierbei spielt u.a. Biogas aus der Landwirtschaft eine Rolle; Areale zur geothermischen Energiegewinnung werden zudem aktuell erkundet) auf der einen sowie konventioneller Erzeugung auf der anderen Seite.



Blockbildung oder Kooperation?

Es gilt zu beobachten, ob diese unterschiedlichen Strategien zu einem vermehrten Auseinanderdriften oder aufgrund der auflockernden politischen Stimmung mittelfristig vielleicht gar zu einer vermehrten Zusammenarbeit führen könnten. Durchaus gibt es dabei Anknüpfungspunkte: Beide Länder und Märkte verbindet das gemeinsame Ziel der Energieunabhängigkeit vom Gas. Die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Ostrowez könnte Litauen mindestens vorübergehend mit preiswertem Strom versorgen, wodurch es sich vermehrt darauf konzentrieren könnte, den Ausbau seiner Erneuerbaren Energien zu forcieren, was langfristiges Ziel Litauens und der gesamten EU sein muss, denn die Energieabhängigkeit der EU belief sich im Jahr 2014 noch auf 53,4 Prozent – Tendenz steigend. Damit war mehr als die Hälfte der benötigten Energie der EU von Einfuhren abhängig.

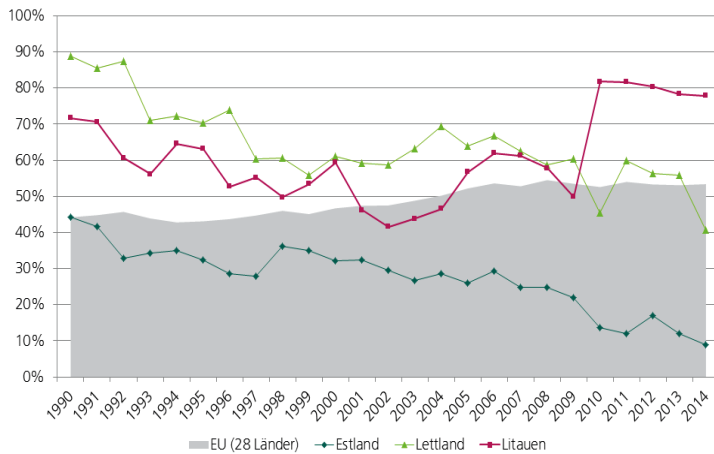


Abbildung 2: Energieabhängigkeit in Prozent²

Andererseits birgt die Versorgung mit preiswertem Strom aus Weißrussland jedoch die Gefahr, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien gebremst wird. Voraussetzung für Szenarien ist jedoch, dass eine solche Belieferung überhaupt politisch gewollt wäre – was derzeit klar verneint wird.

Für den weißrussisch-litauischen Energiemarkt gibt es demnach vielschichtige Zukunftsprognosen. Die kommenden Monate werden die weitere Entwicklung aufzeigen. Investoren für Erneuerbare Energien sollten diese Entwicklung jedoch in jedem Fall im Blick behalten, da beide Entwicklungsrichtungen mit der passenden Strategie lukrative Chancen in beiden Märkten bieten können.

Kontakt für weitere Informationen:



Tobias Kohler

Rechtsanwalt

Tel.: +370 (5) 212 35 - 35 90

E-Mail: tobias.kohler@roedl.pro

¹ Eurostat, Energy from renewable sources, Februar 2016.

² Eurostat, Energieabhängigkeit, September 2015.



> „Scaling Solar“ – eine Initiative der Weltbank zur Förderung von Photovoltaik in Afrika

Von Kai Imolauer und Anna-Lena Becker

Vor dem Hintergrund des niedrigen Elektrifizierungsgrades in Subsahara-Afrika, wo zwei Drittel der Bevölkerung noch über keine Stromversorgung verfügen, und den enormen PV-Potenzialen in dieser Region, führte die Weltbank-Tochter IFC (International Finance Corporation) im Januar 2015 das Förderprogramm „Scaling Solar“ ein. Das Programm zielt auf die schnelle und transparente Weiterentwicklung des Photovoltaik (PV)-Marktes in Afrika. Den dortigen Regierungen soll eine „Komplettlösung“ durch die verschiedenen Einheiten der Weltbank-Gruppe geliefert werden. Der gesamte Prozess, d. h. von der Projektvorbereitung über die Prüfung und Finanzierung bis hin zur Inbetriebnahme der PV-Großanlagen, wird durch die IFC begleitet und soll nicht länger als 2 Jahre dauern. Daneben soll das Programm private Investitionen im afrikanischen PV-Markt mobilisieren und wettbewerbsfähige Tarife für PV-Strom gewährleisten.¹

Zielgruppen des Programms

Im Fokus des Programms steht die Zusammenarbeit zwischen Projektentwicklern und den Regierungen, welche den Anteil der Erneuerbaren Energien ausweiten bzw. den Bau von PV-Anlagen fördern wollen. Die Vorteile liegen laut Weltbank in der schnelleren Abwicklung, Kostenoptimierung und Sicherheit im Sinne einer koordinierten und zentralen Abwicklung durch die IFC. Die Projektentwickler erhalten Unterstützung beim Bewerben in den jeweiligen Ausschreibungen der Länder bzw. der IFC, sowie beim Finanzierungsprozess, welcher u.a. durch standardisierte Formulare beschleunigt werden soll. Die Vorteile für deutsche EPC liegen v.a. im erleichterten Marktzugang durch die Ausschreibungen, in der Verkürzung der Projektabwicklung durch die zentrale Koordination über die IFC bzw. den nationalen, kooperierenden Behörden vor Ort sowie ggf. in den Beratungsleistungen der Weltbank.

Funktionsweise und Instrumente

Für die Errichtung der privatfinanzierten und netzgebundenen PV-Großanlagen setzt die Weltbank bzw. die IFC auf Ausschreibungsverfahren, bei denen der Bieter mit dem günstigsten Tarif bzw. Strompreis gewinnt. Die IFC unterstützt die Regierungen bei der Ausschreibung und gleichzeitig die Projektentwickler bei der Bewerbung in jedem der in Folge genannten fünf Einzelschritte (im gegebenen zeitlichen Rahmen):

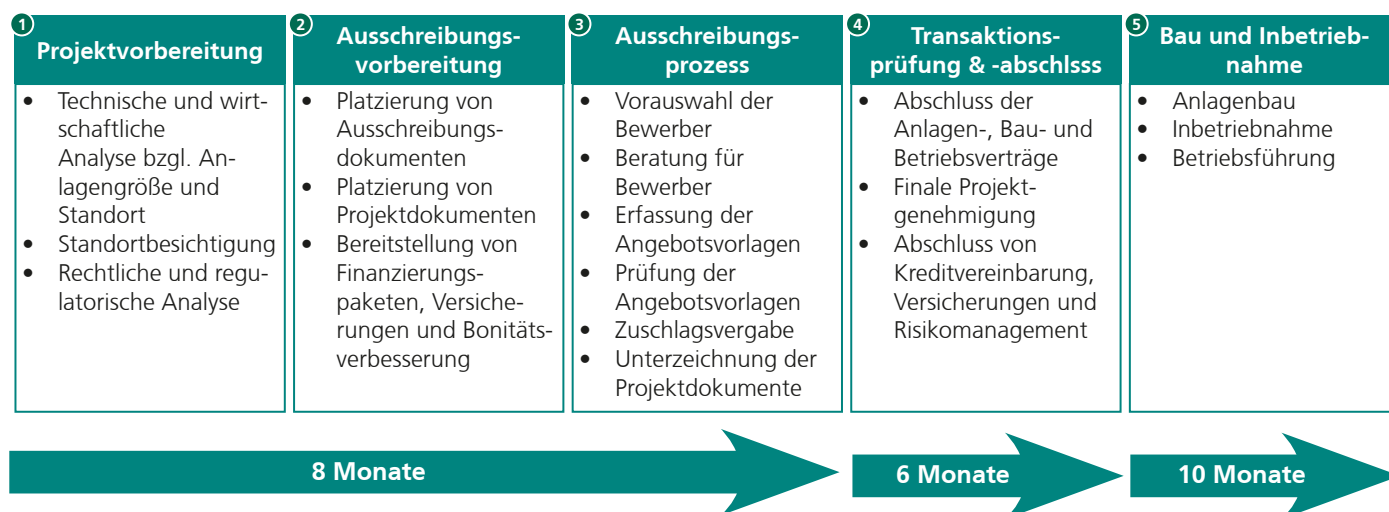


Abbildung 1: Exemplarischer Ablauf- und Zeitplan für ein Scaling Solar Projekt²

¹ Scaling Solar: Unlocking Private Investment in African Solar Power: http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/industry_ext_content/ifc_external_corporate_site/industries/infrastructure/power/scaling+solar, 5.4.2016.

² Broschüre Scaling Solar: http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/811dab004b378c4f8675fe4149c6fa94/02+SS-brochure-english-print_Folder.pdf?MOD=AJPERES, 5.4.2016



Bisherige Scaling Solar Projekte

Sambia

Die überproportionale Ausrichtung auf Wasserkraft in Sambia hat durch die Dürre in 2014 und 2015 zu einer schweren Energiekrise geführt. Die Regierung hat daraufhin die IDC (Industrial Development Corporation Zambia Limited, staatl. Investment-Gesellschaft) zum umgehenden Ausbau der PV-Energie in Sambia beauftragt. In Kooperation mit der Weltbank bzw. mit der IFC wurde im Rahmen von Scaling Solar eine erste Ausschreibungsrunde für die ersten zwei 50 MW_p-Anlagen mit einer Laufzeit von 25 Jahren durchgeführt. Insgesamt sollen 600 MW_p durch mehrere Ausschreibungsrunden installiert werden.³

Die Teilnahmegebühr für die Vorauswahl (Request for Prequalification) betrug lediglich 11.000 Sambische Kwacha (ca. 80 Euro). Von den 48 Bewerbern wurden 11 für die Shortlist ausgewählt:

Bewerber	Herkunft
EDF Energie Nouvelle	Frankreich
Scatec Solar	Norwegen
Access Eren Zambia 1	Frankreich
Mulilo Zambia PV1 Consortium	Südafrika
Enel Green Power (EGP)	Italien
Globeleq	Vereinigtes Königreich
International Power SA/Engie	Belgien
Neoen First Solar	Frankreich
Shanghai Electric Power/Avic	China
Africa Infrastructure Investment Fund 2 – Old Mutual Life Insurance Company – Cobra/CDE	Mauritius
Grupo T-Solar, SA	Spanien

Tabelle 1: Shortlist der Scaling Solar-Bewerber für die erste Ausschreibungsrunde in Sambia³

Die zweite Stufe des Bieterprozesses (Request for Proposal) sollte im Januar 2016 beginnen. Bisher wurden noch keine Ergebnisse bekannt gegeben.

Durch die Internationale Entwicklungsorganisation (IDA, International Development Association), eine weitere Unterorganisation der Weltbank, wird für die ersten 100 MW_p eine Zahlungsgarantie zwischen 15 und 20 Mio. US-Dollar bereitgestellt.⁴ Die US-Regierung bzw. die US-Agentur für Internationale Entwicklung (United States Agency for International Development, USAID) gab im März 2016 eine Bezuschussung von 2 Mio. USD bekannt. Im Wesentlichen sollen damit die Projektentwicklungskosten für die erste Ausschreibungsrunde gesenkt werden.

Die USA haben im Rahmen des Regierungsprogramms „Power Africa“ bereits bei anderen Erneuerbare-Energie-Projekten in Sambia mit Schweden, der Afrikanischen Entwicklungsbank und der Weltbank kooperiert. Der Zuschuss für Scaling Solar wird als Investition in den privaten Sektor angesehen.⁵

Abbildung 2 soll die Grundstruktur des Scaling Solar Projekts in Sambia aufzeigen, welche im darunterliegenden Absatz genauer erläutert wird:



³ 11 firms pre-qualify to submit bids for two 50 MW solar PV power plants in Zambia: <https://www.lusakatimes.com/2015/12/29/11-firms-pre-qualify-to-submit-bids-for-two-50-mw-solar-pv-power-plants-in-zambia/>, 5.4.2016.

⁴ ZM-Guarantee for Scaling Solar: <http://www.worldbank.org/projects/procurement/noticeoverview?id=OP00035939&lang=en&print=Y>.

⁵ IDC gets \$2 million funding support to scale up solar project: <https://www.lusakatimes.com/2016/03/15/idc-gets-2-million-funding-support-to-scale-up-solar-project/>, 5.4.2016.

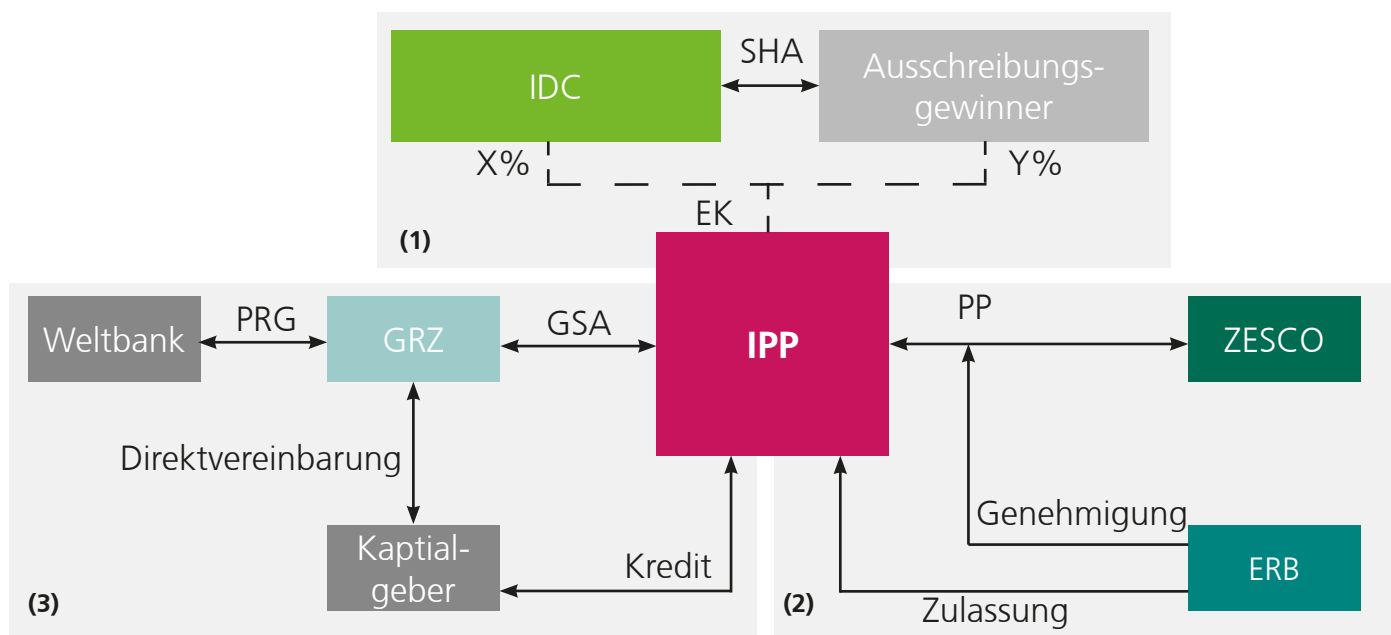


Abbildung 2: Grundstruktur des Scaling Solar Projekts in Sambia⁶

1) Die sambische IDC gründet zunächst zwei SPVs (Special Purpose Vehicles) für die beiden 50 MW_p-Anlagen der künftigen IPP (Independent Power Producer) und hält daran jeweils einen 100 Prozent-Anteilsbesitz. Nach Abschluss der Ausschreibung bringen sowohl IDC als auch die beiden Gewinner im Rahmen eines Shareholder Agreements (Gesellschaftsvertrags) „frisches Eigenkapital“ ein, wobei die Beteiligung der Ausschreibungsgewinner jeweils max. 80 Prozent betragen soll. Die übrigen (min.) 20 Prozent behält IDC. Diese sollen im Rahmen eines IPOs (Initial Public Offering = Börsengang) an den Kapitalmärkten (Lusaka Stock Exchange LuSE) verkauft werden, sobald die Anlagen profitabel laufen – mit einem Vorrecht der sambischen Bevölkerung zum Kauf der Anteile.⁵

(2) Der IPP (bzw. das SPV von IDC und den jeweiligen Ausschreibungsgewinnern) schließt mit dem staatlichen Versorger ZESCO (Zambia Electricity Supply Corporation) ein PPA (Power Purchasing Agreement), welches auf dem Preisangebot des Bewerbers basiert und die künftigen Erlöse für die Stromlieferung regeln soll.

(3) Die Finanzierung zur Entwicklung und den Bau der Anlage erfolgt über Kapitalgeber bzw. über Finanzierungspakete der Weltbank. Die Kreditkonditionen können durch eine Zahlungsgarantie der Internationalen Entwicklungsorganisation (s.o.) und ggf. weiteren Dienstleistungen der Weltbank verbessert werden. Zudem ist geplant, dass die sambische Regierung sowohl mit dem IPP als auch mit den Kapitalgebern weitere Vereinbarungen schließt, um die Refinanzierung des Projekts im Rahmen des PPA mit dem staatlichen Versorger ZESCO sicherzustellen.

⁶ Zambia Scaling Solar - Pre-qualification meeting: http://www.idc.co.zm/sites/default/files/tenders/231015_Zambia_Solar_pre-qualification_meeting.pdf, 5.4.2016.

⁷ Senegal Is Second African Country to Join 'Scaling Solar' to Quickly Develop Clean Energy: <http://ifcextapps.ifc.org/ifcext%5Cpressroom%5Cifcpressroom.nsf%5C0%5CF8712D89C6A26B4A85257F550055639B>, 5.4.2016.

⁸ World Bank Group's Scaling Solar to give Madagascar a Clean Power boost: <http://ifcextapps.ifc.org/ifcext%5Cpressroom%5Cifcpressroom.nsf%5C0%5C00E711964F470A4E85257F7D005866B4>, 5.4.2016.



Zu den weiteren Ländern bestehen bis dato folgende Pläne:

Senegal

Das zweite Projekt der Scaling Solar Initiative wurde am 9. Februar 2016 veröffentlicht. So will die Regierung von Senegal in den nächsten Jahren ein PV-Kapazität von insgesamt 200 MW_p ausschreiben. In der ersten Runde, welche im Laufe des Jahres durchgeführt werden soll, werden 100 MW_p vergeben.⁷

Madagaskar

Am 21. Mai 2016 wurde Madagaskar als drittes Teilnehmerland bekannt gegeben. Die Regierung von Madagaskar hat die IFC mit der Ausschreibung einer 30 bis 40 MW_p PV-Anlage beauftragt. Damit soll die Stromversorgung durch kostenintensive Dieselgeneratoren ergänzt und zugleich stabiler werden. Zudem sollen die Produktionskosten für JIRAMA, dem staatlichen Versorgungsunternehmen mit ca. 334.000 Stromkunden, gesenkt werden.⁸

Fazit

Scaling Solar ist ein attraktives Programm für Projektierer mit dem Willen zum IPP-Geschäftsmodell in Afrika. Für ein erstes Engagement im afrikanischen Strommarkt, im Rahmen eines zentral koordinierten Verfahrens durch eine international anerkannte Institution, gibt Scaling Solar einerseits die Möglichkeit der Teilnahme an Ausschreibungen, andererseits auch weitreichende Hilfestellung durch die Weltbank und ihren Unterorganisationen. Mögliche Zusatzkosten des Programms, z.B. für Beratungsleistungen der Weltbank, müssten im Einzelfall nochmal geprüft werden.

In den kommenden Monaten werden weitere Scaling Solar-Ausschreibungen über etwa 500 MW_p in verschiedenen afrikanischen Staaten erwartet, mit denen die Weltbank-Gruppe bereits im Gespräch ist.⁴

Aber es handelt sich immer noch um Staaten der Subsahara-Region, welche letztendlich dem als erfolgreich gewerteten Modell Südafrikas nacheifern. Verzögerungen im Projektablauf und auch sicherlich langwierigere Verhandlungen zu den Vertragsdetails sollte man erwarten dürfen.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
Tel.: +49 (911) 91 93 – 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



Anna-Lena Becker, LL.M.

Rechtsanwältin
Tel.: +27 (21) 4 18 - 23 50
E-Mail: anna-lena.becker@roedl.pro



> Das große Zittern der polnischen Windbranche

Von Piotr Mrowiec

Trotz eines Rekordanstiegs im Jahre 2015, in dem 1286 MW neuer Leistungen angeschlossen wurden, scheint 2016 für die Windbranche ein schweres Jahr zu werden. Kurz vor Jahresende hat die Regierung das Inkrafttreten entsprechender Vorschriften über das Ausschreibungssystem um ein weiteres halbes Jahr verschoben. Nach Äußerung des Ministeriums für Energie handelt es sich dabei nicht um eine rein technische Verschiebung, sondern es ist ein erster Schritt in Richtung vollumfänglicher Umstrukturierung der Förderung, bevor das Ausschreibungssystem in Kraft tritt. Als wahre Hiobsbotschaft erwies sich jedoch die Vorbereitung eines Gesetzes, das die Standorte von Windparks beschränken soll.

Korrektur des Fördersystems für Erneuerbare Energien

Am 22. Dezember 2015 hat der Sejm (das polnische Parlament) das Gesetz über Erneuerbare Energien (EE-Gesetz) in der Weise novelliert, dass das Inkrafttreten des IV. Abschnitts des Gesetzes um sechs Monate verschoben wurde. Am 30. Dezember 2015, d.h. zwei Tage vor dem Inkrafttreten der Vorschriften, die die Unterstützung der Erneuerbaren Energien in Form des sog. „Ausschreibungsmodells“ einführen sollten, hat der Staatspräsident diese Novelle unterzeichnet. Bei der gegenwärtigen Rechtslage können daher die ersten Ausschreibungen der grünen Energie gemäß dem novellierten EE-Gesetz erst mit halbjähriger Verzögerung stattfinden.

Bevor das Ausschreibungssystem in Kraft tritt, wird eine durchgreifende Korrektur durchgeführt, die sich gemäß den Ankündigungen des Energieministeriums auf instabile Quellen auswirken kann, d.h. auf Photovoltaik und Windenergie. Die gegenwärtige Regierung will auf die Entwicklung der Erneuerbaren Energien aus stabilen Quellen setzen, d.h. vor allem auf die Technologie der Mitverbrennung und auf Biogasanlagen. Nach Auffassung des Energieministers erfolgte eine zu große Beherrschung durch nicht steuerbare Windenergie, die keine stabilen Leistungen gewährleistet und einer Sicherung aus konventionalen Quellen bedarf, welche als Reserveleistungen unterhalten werden.

In das aktuelle EE-Gesetz wurde der Grundsatz aufgenommen, dass sogar 25 Prozent des Stroms, der infolge der Ausschreibungen gekauft wird, aus instabilen Quellen erzeugt werden sollen. Dies sollte die Chancen für Windenergie-Anlagen im Wettbewerb mit der außerordentlich billigen Technologie der Mitverbrennung gewährleisten. Bei Anlagen mit einer Leistung bis 1 MW gab es ebenfalls Chancen für die Entwicklung der Photovoltaik. Es ist leider unbekannt, ob diese Bestimmung gelöscht werden wird. Das Ministerium kann außerdem ganz einfach die Attraktivität des Ausschreibungssystems für einzelne Technologien erhöhen oder mindern, indem es die Referenzpreise für sie ändert. Das Ministerium wird sich mit Sicherheit für die Erhöhung der Referenzpreise für die Mitverbrennung entscheiden, die sich in Polen als eine stabile Technologie anstelle der instabilen Windenergie entwickeln sollte.

Geplante Einführung des „Anti-Windparkgesetzes“

Die Investoren sind an Probleme mit der polnischen Gesetzgebung bezüglich der Mechanismen und der Höhe der Förderung für Erneuerbare Energien gewöhnt. Die Probleme waren/sind sowieso geringer als in vielen europäischen Ländern, deswegen hatten sie keinen allzu starken negativen Einfluss auf die Entscheidungen der Investoren bezüglich der Investitionen in den polnischen Windenergiebereich. Die Wahrnehmung Polens als eines für den Windenergiebereich attraktiven Landes kann durch das Inkrafttreten des Gesetzes über die Investitionen in Windkraftanlagen, das allgemein und nicht übertrieben als „Anti-Windparkgesetz“ bezeichnet wird, drastisch beeinträchtigt werden.

Der Gesetzesentwurf ist am 19. Februar 2016 beim Sejm eingegangen und wurde zur ersten Lesung an den Ausschuss für Infrastruktur verwiesen. Projektträger des Gesetzes sind die Abgeordneten der regierenden parlamentarischen Mehrheit. Das sog. Abgeordnetenverfahren hat es ermöglicht, den Entwurf des so kontroversen Gesetzes schnellstmöglich anzunehmen, ohne Anmeldung des Entwurfs durch die Regierung und ohne eine öffentliche Umfrage durchzuführen und die Folgen dieser Regelung zu bewerten. Die ständige Inanspruchnahme dieser Form der Anmeldung von Gesetzen wurde von Nichtregierungsorganisationen kritisiert, u.a. von der Fundacja Batorego (Batory-Stiftung) und Watchdog Polska.

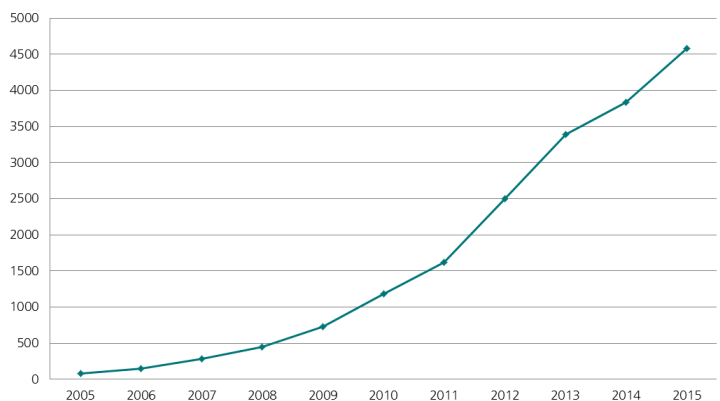


Abbildung 1: Installierte Leistung (MW) in den Jahren 2005 bis 2015



Das Inkrafttreten des Gesetzes in der Fassung, die während der ersten Lesung im Sejm dargelegt wurde, würde praktisch den Tod neuer Projekte in Polen bedeuten. Mehrere bereits geplante oder in der Phase der Einführung befindliche Projekte könnten nicht umgesetzt werden.

Der Gesetzesentwurf führt einen rigorosen Grundsatz ein, nach dem die Entfernung der Windkraftanlage (die in dem Entwurf einigermaßen eindeutig definiert wird) von den nächstgelegenen Wohngebäuden oder Gebäuden für Mischzwecke, zu denen auch das Wohnen gehört, mindestens die zehnfache Höhe der Windkraftanlage – gemessen vom Boden bis zum höchsten Punkt der Bauten, einschließlich technischer Elemente, insbesondere Rotor und Rotorblätter (gesamte Höhe der Windkraftanlage) – betragen muss. Da die Masten immer höher gebaut werden, führt dies praktisch zu einem Bauverbot für Windkraftanlagen im Umfeld von 1,5 bis 2,2 km von den nächstgelegenen Wohngebäuden – es sei denn, die Investoren werden niedrige und wenig effektive Kraftwerke errichten.

Durch das Gesetz wird zudem die Pflicht auferlegt, die Windkraftanlagen anhand des zuvor von der betreffenden Gemeinde verabschiedeten Flächennutzungsplans zu bauen. Man muss zugeben, dass sich diese Pflicht bereits aus den gegenwärtig geltenden Vorschriften mittelbar ergibt. Da die Erstellung von Flächennutzungsplänen ein langwieriger Prozess ist, haben die Investoren die Windparks oft anhand der Bebauungsbedingungen errichtet, was den Investitions- und Bauprozess wesentlich verkürzte. Treten die neuen Vorschriften in Kraft, wird es diesen „schnellen Investitionsweg“ nicht mehr geben.

Sehr problematisch ist die Bestimmung, nach der Bescheide eingeholt werden müssen, welche den Betrieb von Windkraftanlagen erlauben. Diese Bescheide werden auf zwei Jahre befristet sein und bis zur Beendigung des Betriebs des betreffenden Kraftwerks erneuert werden müssen. Mehr noch: Auch die gegenwärtig funktionierenden Windparks werden der Notwendigkeit nachkommen und diese „legalisierenden“ und befristeten Bescheide einholen müssen. Die Idee, eine Art TÜV für Windparks einzuführen, ist an und für sich nicht schlecht. Ein Problem stellen jedoch die Kosten für die Erteilung eines Bescheids dar; diese wurden festgelegt als Kosten, die „1 Prozent des Werts der Investition der Errichtung einer Windkraftanlage nicht überschreiten“. In Polen werden Gebühren, deren Obergrenze im Gesetz festgelegt wurde, in der Regel auch in dieser Höhe erhoben, und unter der Annahme, dass die Investitionskosten (je nach der in Anspruch genommenen Technologie oder dem ausgewählten Standort des Windparks) zwischen 4,4 Mio. und 8 Mio. PLN für 1 MW betragen können, müsste alle zwei Jahre eine Aufwendung von 44.000 bis zu 80.000 PLN je 1 MW der Leistung des Windparks getätigt werden. Bei größeren Windparks sind es schnell ein paar Millionen, die auszugeben sind und die zuvor nicht im Businessplan berücksichtigt wurden.

Mehr noch: Der Entwurf sieht eine Freiheitsstrafe von 2 Jahren für Personen vor, die eine Windkraftanlage betreiben, ohne den genehmigenden Bescheid dafür eingeholt zu haben. Die Abgeordneten haben sich ebenfalls dazu entschlossen, die Freiheitsstrafe beizubehalten, was eine absolute Ausnahme darstellt, wenn es um die Höhe einer Strafe für Verletzung der Vorschriften über die technische Aufsicht geht.

Der Gesetzesentwurf sieht sowohl eine kurze *vacatio legis* von 14 Tagen als auch – nach in Kraft treten – die automatische Einstellung aller Verfahren zur Erteilung von Bebauungsbedingungen vor. Des Weiteren sollen alle erlassenen Bescheide zu Bebauungsbedingungen für Windparks ihre Gültigkeit verlieren – es sei denn, die Windparks wurden bereits errichtet oder es sind gegen sie Verfahren über den Erlass einer Baugenehmigung anhängig (wobei den Investoren in diesem Fall eine 1-jährige Frist zur Beendigung des Verfahrens gesetzt wurde). Derzeitigen Betreibern von Windparks wird nach Inkrafttreten des Gesetzes eine 1-jährige Frist zur Einholung des genehmigenden Bescheides zur Nutzung der Windkraftanlage gewährt.

Sowohl bei der geplanten Korrektur des Fördersystems als auch bei dem Inkrafttreten des „Anti-Windparkgesetzes“ kann die eingegangene Verpflichtung Polens, das Klimaziel – d.h. Nutzung von mindestens 15 Prozent Erneuerbarer Energien bei der Brutto-Energie-Inanspruchnahme – zu erreichen, zur Folge haben, dass man sich von einer Änderung der Förderpolitik abwendet und auch die Vorschriften des „Anti-Windparkgesetzes“ entschärft werden. Wird Polen das EU-Ziel bei der Produktion von grüner Energie bis 2020 nicht erreichen, so wäre Polen verpflichtet, den ihm fehlenden Anteil im Rahmen des statistischen Transfers von Ländern zu kaufen, die zu dem Zeitpunkt einen Überschuss an Energie aus Erneuerbaren Energien haben, z.B. von Deutschland. Dies würde millionenschwere Kosten verursachen, welche die Regierung mit Sicherheit vermeiden möchte. Demnach kann sich die Korrektur bei der Energiepolitik als doch nicht so gewichtig erweisen und unter dem Druck der Kritik kann der Entwurf des Anti-Windparkgesetzes entschärft werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec

Rechtsanwalt (PL)

Tel.: +48 (61) 624 - 49 21

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro



> „Merkpostenliste“ zur Kapitalmarktregulierung

Von Meike Farhan und Sebastian Schübler

Für den Bereich der Erneuerbaren Energien stellen sich im Hinblick auf die Kapitalmarktregulierung regelmäßig entscheidende Fragen:

- > Bin ich von den „neuen“ Regelungen betroffen?
- > Wie kann meine neue Produktidee optimal ausgestaltet werden?
- > Was bedeutet „operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors“?
- > Welche zusätzlichen regulatorischen Anforderungen sind zu beachten?
- > Wo sind die Fallstricke?
- > Welche Chancen bieten sich?

Mit der nachfolgenden „Merkpostenliste“ möchten wir im Überblick auf wichtige aufsichtsrechtliche Grundsätze hinweisen, die für die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten von Bedeutung sein können. Weitere Informationen finden Sie auch in unseren Artikeln in der Ausgabe der E|nEws von *April* und *Oktober* 2015.

„KG-Modelle“ nach Kapitalanlagegesetzbuch bzw. Vermögensanlagegesetz

Auch nach den Vorgaben des geänderten Aufsichtsrechts können Vorhaben in Form von „KG-Modellen“ realisiert werden. Dies soll heißen, dass in einer Kommanditgesellschaft, die im Ergebnis ein (Investitions-)Projekt ausführt, dadurch Anlegergelder gepoolt werden, dass sich Anleger direkt als Kommanditisten an der KG beteiligen oder dies mittelbar über einen Treuhänder tun. Eine der fundamentalen Abgrenzungen nach dem nunmehr geltenden Aufsichtsrecht stellt auch in diesen Fällen die Frage dar, ob das jeweilige Projekt den Regelungen des Kapitalanlagegesetzbuchs (KAGB) oder denen des Vermögensanlagegesetzes (VermAnlG) unterfällt. Diese Unterscheidung ist unter anderem deswegen von elementarer Bedeutung, da sich in der Praxis insbesondere deutlich unterschiedliche konzeptionelle Strukturen und damit verbunden auch entsprechend unterschiedliche Kostenstrukturen für das jeweilige Vorhaben ergeben, je nachdem, welches Regelwerk Anwendung findet. Ein „KG-Modell“ nach VermAnlG benötigt etwa – im Gegensatz zu einem üblichen KAGB-Produkt – keine Kapitalverwaltungsgesellschaft (KVG) und auch keine Verwahrstelle.

Abgrenzung KAGB und VermAnlG

Um zu klären, ob für ein konkretes Projekt der Anwendungsbereich des KAGB eröffnet ist, muss insbesondere geprüft werden, ob das Vorhaben als sogenanntes „operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors“ zu qualifizieren ist oder nicht. Mit dem Begriff „operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors“ (den Sie in § 1 Abs.1 Satz 1 KAGB und nicht etwa im VermAnlG finden) wurde eine gesetzlich geregelte Ausnahmemöglichkeit geschaffen, mit der Unternehmen der Realwirtschaft bzw. des Produktions- und Dienstleistungssektors von den Anforderungen des KAGB ausgenommen werden sollen. Sofern etwa – was anhand der konkreten Gestaltung des Projekts eingehend zu prüfen ist – eine EE-Anlage selbst betrieben wird, kann im Ergebnis das KAGB unanwendbar sein. Wie stattdessen das Konzept gemäß des VermAnlG umsetzbar ist, ist dann in einem zweiten Schritt zu klären.

Änderungen des VermAnlG durch das Kleinanlegerschutzgesetz

Zudem ist zu beachten, dass das VermAnlG – das ja schon vor dem KAGB bestand – durch das letztes Jahr in Kraft getretene Kleinanlegerschutzgesetz erheblich geändert wurde.



So beinhaltet das geänderte VermAnlG unter anderem Regelungen zu folgenden Aspekten, die eine spürbare Abweichung von den Produkten der „alten Welt“ mit sich bringen:

Gesetzlich vorgeschrieben sind nunmehr für Vermögensanlagen eine Mindestlaufzeit und eine Kündigungsfrist, auch haben sich Mitteilungs-, Nachtrags- und Veröffentlichungspflichten verändert bzw. wurden diese ausgedehnt. Im Bereich der Werbung für Vermögensanlagen sind ebenso neue Regelungen getroffen worden.

Für die Abfassung von Verkaufsprospekten ist dabei die Regelung des § 13a der Vermögensanlagen-Verkaufsprospektverordnung (VermVerkProspV) besonders hervorzuheben, nach der ein Verkaufsprospekt an hervorgehobener Stelle eine ausführliche Darstellung der Auswirkungen der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie der Geschäftsaussichten auf die Fähigkeit des Emittenten, seinen Verpflichtungen zur Zinszahlung und Rückzahlung für die Vermögensanlage nachzukommen, enthalten muss.

Last but not least sei für Produkte außerhalb „klassischer KG-Modelle“ angemerkt, dass durch die Änderungen des Kleinanlegerschutzgesetzes nunmehr auch partiarische Darlehen und Nachrangdarlehen zu den Vermögensanlagen zählen. Dies bedeutet, dass auch für solche Produkte im Grundsatz die Pflicht zur Veröffentlichung eines von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) gebilligten Verkaufsprospekts besteht.

KAGB „light“

Auch in diesem Beitrag sei nochmals darauf hingewiesen, dass für ein konkretes Projekt auch nicht unberücksichtigt bleiben sollte, dass dieses ggf. auch als KAGB-Produkt sinnvoll aufgelegt werden kann. Hierbei käme etwa einer der Ausnahmetatbestände dieses Gesetzes in Frage, mit dem Vorhaben in einer Form, die den früheren „Private Placements“ vergleichbar ist, konzipiert werden können (siehe hierzu auch unseren Artikel in der *April-Ausgabe 2015*).

Fazit

Damit Bestandsprojekte bestmöglich in der „neuen Welt“ weitergeführt und neue Vorhaben optimal umgesetzt werden können, sollten Anbieter die Bestimmungen des Aufsichtsrechts stets im Blick behalten. Neben rein rechtlichen oder konzeptionellen Fragestellungen ist auch an mögliche Zusatzthemen wie etwa die laufende steuerliche Beratung, Prüfungsleistungen oder administrative Aspekte zu denken. *Weitere Informationen finden Sie auf unseren Dienstleistungsseiten.*

Gerne beraten wir Sie dabei!

Kontakt für weitere Informationen:



Meike Farhan

Rechtsanwältin

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

E-Mail: meike.farhan@roedl.com



Sebastian Schübler

Rechtsanwalt

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

E-Mail: sebastian.schuessler@roedl.com





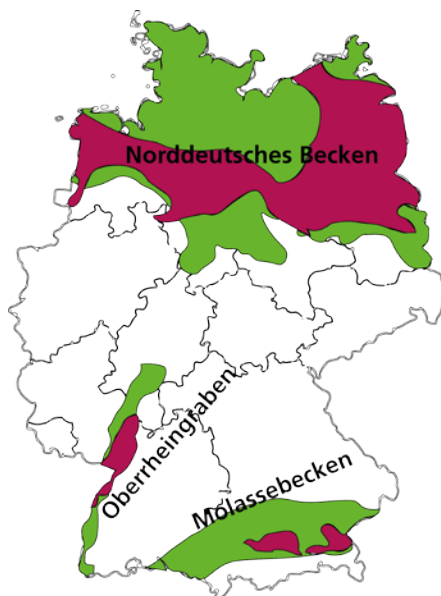
> Tiefengeothermie in Deutschland 2016

Ein tiefer Blick in den Markt

von Benjamin Richter

Die Tiefengeothermie in Deutschland hat eine bewegte Dekade hinter sich. Nach kleineren Wärmeprojekten (z.B. Erding oder Unterschleißheim), zunächst durch klare Visionen und Vorstellung ihres Bürgermeisters Dr. Erwin Knappek geleitet, leistete die eher kleine Gemeinde Unterhaching Pionierarbeit mit der ersten Stromerzeugung („Kalina“-Anlage) im Verbund mit dem Neubau eines Fernwärmenetzes für die 22.000-Einwohner-Gemeinde. Des Weiteren erfolgte für das Projekt die Konzeption einer Fündigkeitsversicherung durch Rödl & Partner, welche mit der MunichRe abgeschlossen wurde und den Versicherungsmarkt auf die Nische aufmerksam werden ließ.

Es folgten Jahre des „El Dorado“ – viele Spieler (auch unseriöse) witterten das schnelle Geld aus dem EEG-Topf und die Anzahl der zugesagten Erlaubnisfelder schoss in die Höhe. Alleine im bayerischen Molassebecken, der geologisch bevorzugten Region nördlich der Alpen, wurden 140 dieser Erlaubnisfelder erteilt.



Im Jahre 2016 ist die Ausbeute an tatsächlich umgesetzten Projekten rückwirkend eher ernüchternd. 21 Projekte sind bis heute umgesetzt, nur fünf davon mit Stromproduktion. Hierzu zählen neben Unterhaching auch die Gemeinden Grünwald, Dürrnhaar, Kirchstockach und Sauerlach. Daneben bestehen nur noch 48 sogenannte Erlaubnisfelder. Viele der übrigen Felder mussten zurückgegeben werden, da nach drei Jahren keine nachweisbaren Aktivitäten stattgefunden hatten. Immerhin werden heute pro Jahr ergänzend zur Wärmenutzung in Fernwärmenetzen bis zu 170 GWh grundlastfähigen Stroms allein aus diesen Anlagen ins öffentliche Netz in Süddeutschland eingespeist.

Letztendlich lässt sich daraus folgern, dass noch erhebliche Ressourcen genutzt werden können, welche auch bergrechtlich über einen Erlaubnisfeldantrag in erster Stufe gesichert werden können. Der Einstieg des Energiegiganten Enel zeigt, dass diese Potenziale durchaus von großen Playern erkannt werden. Es bleibt die Frage, warum nicht viel mehr Investoren die sich bietenden Gelegenheiten nutzen.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Ohne das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gäbe es keine geothermische Stromerzeugung. Gerade im Verbund mit einer weiteren Wärmeenergieerzeugung und -versorgung, ist das EEG 2014 die Basis, um die Projekte wirtschaftlich darzustellen. Es erfüllt somit die eigene Zielsetzung, die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern. Jedoch wurde für die Tiefengeothermie eine Degression eingeführt, die in § 27 EEG 2014 geregelt wird: Die anzulegenden Werte für Strom aus Geothermie nach § 48 verringern sich ab dem Jahr 2018 jährlich zum 1. Januar um 5,0 Prozent. Begründet ist die Degression in der Idee, die Technologie soweit zu fördern, bis technologische und wirtschaftliche Lern- und Synergieeffekte stattfinden, die zu niedrigeren Gesteinskosten führen. Hierbei wurde allerdings nicht – wie bei der Photovoltaik – ein Mechanismus eingeführt, der den tatsächlichen Ausbau berücksichtigt, sondern ein eher pauschaler Weg mit 5 Prozent p.a. gewählt. Im EEG ist aber auch auf die längeren Entwicklungszeiten Rücksicht genommen worden, um die Rechtssicherheit zu erhöhen. So gilt, dass alle Projekte, die bis Ende dieses Jahres eine Genehmigung vorweisen können, ein Recht auf EEG-Vergütung haben, selbst wenn sie erst im Jahr 2021 in Betrieb gehen. Dennoch wird die Degression für die Tiefengeothermie teilweise kritisch gesehen, da der ursprünglich angestrebte Ausbaukorridor bei Weitem nicht erreicht wurde. Im Jahr 2016 ist wieder eine Novellierung vorgesehen und es wird sich zeigen, ob sich der Verband, die Geothermische Vereinigung e. V. mit der Forderung nach einer Abschaffung der Degressionsstufen durchsetzen kann.



Da bislang keine nennenswerte Kostendegression stattgefunden hat, stehen die Chancen für eine Abschaffung der Degression nicht schlecht. Die aktuelle Situation am Markt könnte eine politische Mehrheit für die Abschaffung möglich machen:

Die bayerische Stromversorgungssituation ist aktuell von „Abspaltungstendenzen“ vom übrigen Land gekennzeichnet. Einerseits wurde die Windkraft mit der landesspezifischen „10H“-Regel, welche Abstände zwischen Windkraftanlagen und Wohnbebauung regelt, nahezu zum Erliegen gebracht. Photovoltaik, Biogas und Biomasse wurden per EEG im Ausbau erheblich gehemmt bzw. stillgelegt. Wasserkraft stößt an die Kapazitätsgrenzen und kämpft regional mit Akzeptanzproblemen. Am Standort Grundremmingen und mit ISAR II gehen jedoch bis zum Jahre 2023 drei für die Versorgungssicherheit sehr wichtige Atomkraftwerke vom Netz. Die Realisierung neuer Stromtrassen, um Windstrom aus dem Norden zu transportieren, ist nur mit beträchtlichem finanziellen und zeitlichen Aufwand möglich. Der Umstieg auf eine reine Erdgasversorgung schafft neue Abhängigkeiten. Eine bayerische grundlastfähige Stromerzeugung, welche das Landschaftsbild nicht verändert und gleichzeitig eine relative hohe Akzeptanz in der Bevölkerung erfährt, hat somit politische Unterstützung verdient. Nach unseren Schätzungen sind mittelfristig bis zu 500 MWel bzw. 40 TWh an grundlastfähigem und steuerbarem Strom bei entsprechender politischer Rückendeckung gewinnbar.

Wärmemarkt

Der Wärmemarkt dürfte sich die nächsten Jahre stark verändern. Einerseits verbrauchen Neubauten aufgrund der Niedrigenergiebauweise deutlicher weniger Energie und können auch mit Wärmepumpen (gestützt durch oberflächennahe Geothermie) modern gewärmt und gekühlt werden.

Aber gerade das von Rödl & Partner betreute Projekt in Kirchweidach zeigt, dass eine großtechnische (und somit im thermischen MW-Bereich liegende) Lösung, CO₂-neutral Wärme zu erzeugen, nur über die Geothermie darstellbar ist. Sie ist und bleibt die bis dato erste Wahl für Anwendungen im Gebäudebestand und bei landwirtschaftlichen oder industriellen Wärmeverbrauchern. Es gibt hier keine – zumindest den Autoren bekannte – Technologie, welche eine wirkliche Alternative für die Tiefengeothermie darstellen könnte und ebenfalls mit über 100 Jahren Betriebserfahrung aufwarten kann. Diese Erkenntnis spiegelt sich auch in der Strategie großer Energieversorger wider. So haben sich die Stadtwerke München (SWM) als Deutschlands fünftgrößter Energieversorger das Ziel gesetzt, bis 2040 die erste Stadt zu sein, in der Fernwärme zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien – insbesondere aus Geothermie – gewonnen wird.





Investorensicht

Aus Sicht der Investoren ist selbstverständlich eine Fokussierung auf die Stromerzeugung nachvollziehbar, obgleich hinreichend bekannt ist, dass gerade in der Realisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsprojekten das größte Potenzial steckt. Hier wird allerdings besonders die Kooperation mit Kommunen vor Ort in den Vordergrund rücken. Das Projekt Kirchweidach hat auch gezeigt, dass sowohl für Investoren und für die Kommune als auch für die gesamte Region erhebliche Vorteile entstehen können.

Auf Basis des EEG sind bei vielen Projekten Renditen im zweistelligen Bereich möglich. Neben dem hohen Volumen und der vergleichsweise langen Kapitalbindung reduzieren die Komplexität und das Fündigkeitsrisiko die Attraktivität der Investition. Die Komplexität ist heute mit der Erfahrung aus den erfolgreich umgesetzten Projekten in den Griff zu bekommen. Auch im Bereich der Fündigkeitsversicherung betreten aktuell wieder neue Spieler den Markt, die das Risiko an bestimmten Standorten versicherbar machen wollen. Die Versicherung an sich wird zumeist als zu simpel erachtet, jedoch ist die richtige Aussteuerung der einzelnen Variablen pro Projekt von zentraler Bedeutung.

Der deutsche Erneuerbare-Energien-Markt, welcher vor allem bei der Photovoltaik wieder als sicherer Hafen betrachtet wird, birgt aktuell und mittelfristig aufgrund der beschlossenen Ausschreibungsmodelle, die eine Projektneuentwicklung bei Photovoltaik und Wind wohl noch einige Zeit verzögern, bei der Tiefengeothermie noch die vielversprechendsten Einstiegsmöglichkeiten. Der Markt bietet inklusive der Schaffung der entsprechenden Infrastruktur ein Investitionsvolumen von bis zu 7 Mrd. Euro allein im nordalpinen Molassebecken.

Gerade Clean Tech Bonds, welche gerne feed-in-tariff-Strukturen als Grundlage der Projekte sehen, sollten somit auf den Geothermie-Markt aufmerksam werden. Als mittlerweile „proven technology“, stellt sich technisch nur noch die Frage hinsichtlich der Verfügbarkeit und Verlässlichkeit der Tiefpumpen, obgleich die Hersteller bei den aktuellen Modellen einen Durchbruch anzeigen, um die Temperatur- und Zeitstandfestigkeit zu verbessern.

Mit einem kleinen Erfolg der Verbände, der Interessenvertreter und ggfs. des neuen mächtigen Spielers Enel beim EEG öffnet sich wieder ein Zeitfenster für Investitionen in Tiefengeothermie-Projekte in Deutschland, welche mit der Boomphase von vor 10 Jahren gleichziehen können. Investoren sollten somit die Aufmerksamkeit darauf lenken, sich frühzeitig Projekte, Projektanteile oder Aufsuchungserlaubnisse zu sichern.

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Richter

Diplom-Betriebswirt (FH)

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

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Rödl & Partner intern

> Relaunch der Erneuerbare-Energien-Homepage

Von Helene Gretz



Wir haben unseren Online-Auftritt im Bereich der Erneuerbare Energien übersichtlicher, attraktiver und aktueller gestaltet. Schauen Sie sich das Ergebnis gleich an unter: www.roedl.de/ee

E|nEws, Dienstleistungen und Veranstaltungen: Unsere Homepage wird Ihre Plattform, wenn Sie sich über Erneuerbare Energien informieren möchten. Mit dem Relaunch unseres Online-Auftrittes bereichern wir unser Web-Angebot um eine einfachere Navigation für mehr Überblick, mehr Informationen und zahlreiche EE-Veranstaltungen – das alles auf einen Klick.

Größerer Überblick, klare Abgrenzung

Auf unserer Homepage finden Sie sämtliche Information, die Sie rund um das Thema Erneuerbare Energien und Rödl & Partner interessieren. Sie möchten sich über die angebotenen Dienstleistungen hierzu informieren, uns und unser Know-how bei Veranstaltungen in diesem Bereich kennenlernen oder vielleicht nur in unseren Publikationen schmökern? Hier finden Sie das Richtige.

Mehr Informationen

Wir haben mehr News zu den aktuellsten Entwicklungen in der Branche für Sie zusammengestellt. Neben den Mitteilungen unseres Newsletters, den E|nEws, fließen nun auch Fachartikel in unseren Newsblock mit ein. Zusätzlich können Sie sich ebenfalls ganz bequem über weitere energiepolitische Entwicklungen informieren – durch unsere Kooperationsmagazine „pv magazine“, „Energiespektrum“ und „Erneuerbare Energien“.

Und zum Schluss ...

Neben dem Katalog mit Erneuerbare-Energien-Themen finden Sie unsere EE-Ansprechpartner aus unseren weltweiten Niederlassungen.

Soweit die Neuerungen: Was bleibt ist unsere einzigartige Kombination interdisziplinärer Leistungen im internationalen Umfeld – auch im Bereich der Erneuerbaren Energien.

Wir freuen uns auf Ihren Online-Besuch!

Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz

M.Sc. Betriebswirtschaft

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

E-Mail: helene.gretz@roedl.com



> Veranstaltungshinweise

Thema	Windsicher – Recht und Wirtschaftlichkeit in Theorie und Praxis
Termin / Ort	10. Mai 2016 / Eschborn 1. Juni 2016 / Stuttgart

Thema	Windsicher – Windenergieinvestments im In- und Ausland
Termin / Ort	2. Juni 2016 / München

inter solar RÖDL & PARTNER GBR
HALLE B3, STAND B3.672
22.–24. Juni 2016, Messe München

connecting solar business | EUROPE

22. bis 24. Juni 2016 in München

Vom 22. bis 24. Juni 2016 findet in München die weltweit führende Fachmesse der Solarwirtschaft statt. Auch Rödl & Partner wird wieder mit einem eigenen Stand auf dem Münchner Messegelände vertreten sein.

Besuchen Sie uns in Halle B3 Stand 672!



6. Branchentreffen Erneuerbare Energien

am 15. November 2016 in Nürnberg

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 15. November 2016 unser Gast zu sein. Informieren Sie sich umfassend über die Umsetzung von EE-Projekten unter rechtlichen, wirtschaftlichen und steuerlichen Aspekten – aus nationaler und internationaler Sicht.

Das erwartet Sie:

- > mehr als 25 nationale und internationale Fachvorträge mit Praxiswissen aus 15 Ländern
- > Gastvortrag von Prof. Dr. Claudia Kempfert (Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung) zum Thema **„Die wirtschaftlichen Chancen einer klugen Energiewende“**
- > Weitere Gastvorträge namenhafter Referenten aus der Praxis
- > Austauschplattform für Investoren und Projektentwickler
- > Podiumsdiskussion zum Thema Speichersysteme
- > Country Desks zu ausgewählten Ländern



Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz

M.Sc. Betriebswirtschaft

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

E-Mail: helene.gretz@roedl.com

Alle Informationen zu unseren Veranstaltungen finden Sie direkt im Internet unter:

www.roedl.de/erneuerbare-energien/veranstaltungen



Besuchen Sie uns auf www.roedl.de/ee.

Potenziale erkennen

„Manchmal erkennt man die Qualität von etwas erst, wenn man sein Auge dafür bewusst öffnet. Potenziale zu erkennen, ist eine unserer Kernkompetenzen.“

Rödl & Partner

„Erfahrene ‚Casteller‘ erkennen ziemlich bald, ob es sich lohnt, die Idee für eine neue Formation weiter zu verfolgen.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum E|nEws

Herausgeber: **Rödl & Partner GbR**
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg
Tel.: +49 (9 11) 91 93 - 35 04 | erneuerbare-energien@roedl.com

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

Layout/Satz: **Helene Gretz** – helene.gretz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.