

Sehr geehrte Damen und Herren,

das Volumen negativ verzinsten Staatsanleihen ist in den letzten 6 Monaten nochmals deutlich gestiegen und liegt aktuell bei etwa 7.000 Mrd. US-Dollar. Seit Anfang Juni rentieren sogar die 10-jährigen deutschen Staatsanleihen im negativen Bereich. Alternativen für einen stabilen Cashflow können etwa Erneuerbare Energien-Investments bieten. Den Status Quo des Ausbaus, die Berechnung der Erträge unter dem deutlich marktnäheren EEG 2017 und die Einflussfaktoren auf den Strompreis erörtern wir in unserem aktuellen Newsletter.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre.

Aquila Capital



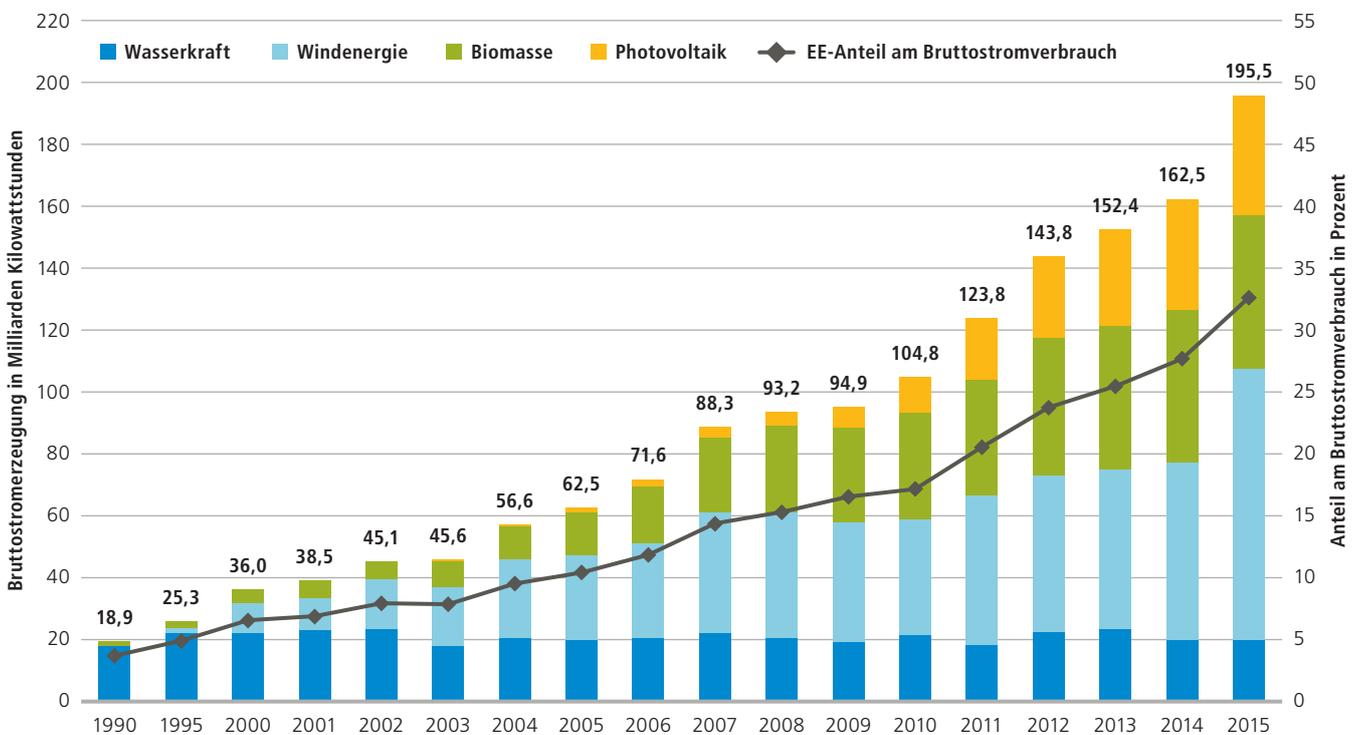
Quelle zur Grafik: J.P. Morgan. Amount outstanding of bonds trading with negative yield within the JPM Global Government Bond Index (JPM GBI Broad Index). Converted to USD at exchange rate of 27.04.2016.

Erneuerbare Energien in Deutschland

Erneuerbare Energien werden in Deutschland sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung und im Transportwesen genutzt. Schon heute decken Erneuerbare Energien einen signifikanten Anteil des Bruttostromverbrauchs in Deutschland.¹ Gemessen an der Stromerzeugung erhöhte sich der Anteil auf über 32%. Der Anteil der Erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung hat sich 2015 deutlich erhöht und liegt schon bei 13,2% gemessen am Wärmeverbrauch.

Auch für die Zukunft sind für den Stromsektor besonders ehrgeizige Ziele formuliert worden. Der Anteil der Erneuerbaren Energien soll demnach bis 2050 auf mindestens 80% ansteigen. Durch die EEG-Novelle 2014 erfolgt der Zubau mit technologiespezifischen Ausbaupfaden seitdem gezielter. Zudem sind Zwischenziele eingezogen worden, laut derer der Anteil Erneuerbarer Energien 2025 zwischen 40% und 45% beziehungsweise 2035 zwischen 55% und 60% liegen soll.² Windenergie soll hierzu den größten Teil beitragen.

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erneuerbare Energien in Zahlen 2015, eigene Darstellung

Windenergie

Allein die erzeugte Energie aus Wind-Onshore und -Offshore Anlagen machte 2015 14,7% des deutschen Bruttostromverbrauchs aus. Im Vorjahreszeitraum kam es zu einem Nettozubau von 1 222 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 4 386 MW. Ein Vergleich mit dem Jahr 2002, das bis 2014 den größten Zubau verzeichnete, zeigt die enorme technische Weiterentwicklung der installierten Anlagen:

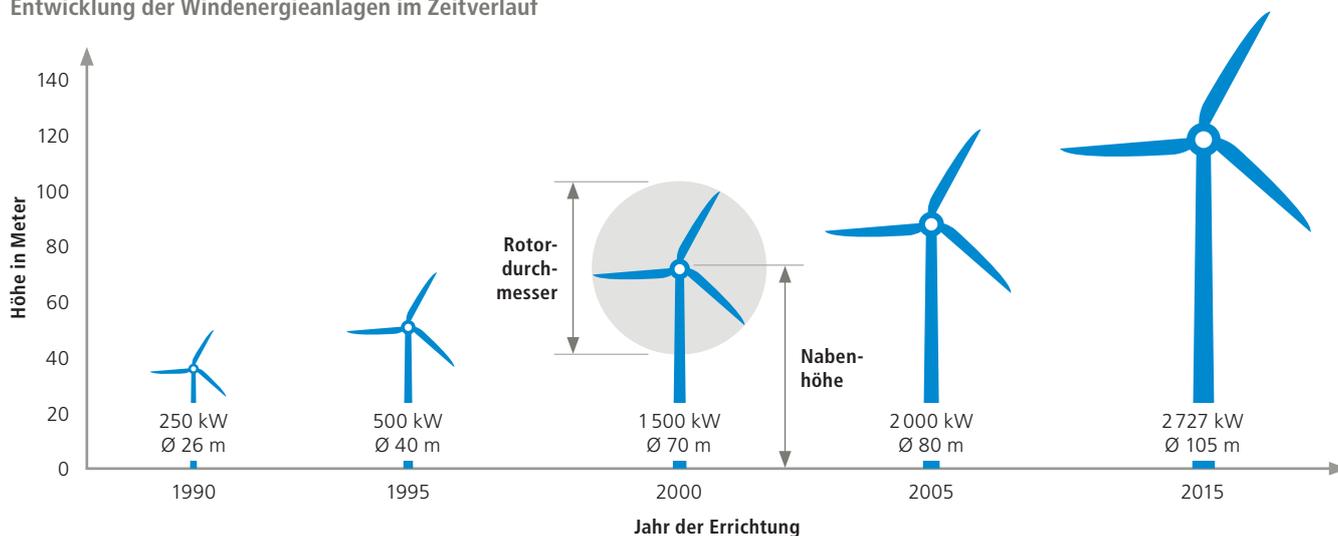
Obwohl 2014 insgesamt 550 Windenergieanlagen weniger errichtet wurden, lag die installierte Leistung 1 500 MW über der Kapazität von 2002.³ Die nachfolgende Grafik gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Leistungs- und Größendaten der neu errichteten Anlagen seit 1990.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung 2015.

² Institut der deutschen Wirtschaft Köln: Fünf Jahre nach Fukushima – Eine Zwischenbilanz der Energiewende.

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Marktanalyse Windenergie an Land.

Entwicklung der Windenergieanlagen im Zeitverlauf



Quelle: Fraunhofer IEWS; Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, eigene Darstellung

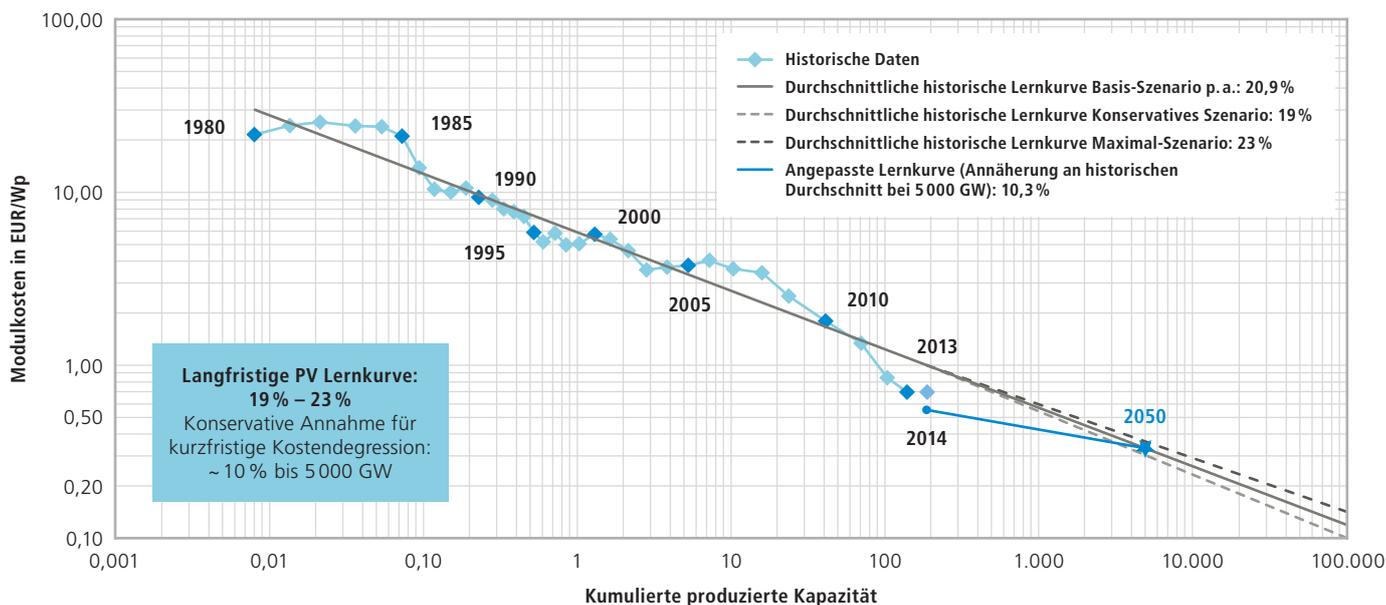
Photovoltaik

In Deutschland ist der Zubau von Photovoltaikanlagen das dritte Jahr in Folge zurückgegangen und betrug 2015 insgesamt 1 355 MW. Der im EEG 2014 für diesen Energieträger definierte Korridor von 2 400 bis 2 600 MW wurde damit deutlich unterschritten.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) geht in einer aktuellen Studie davon aus, dass Photovoltaik schon bald in vielen Regionen der Welt die günstigste Form der Energieerzeugung sein wird. Dies basiert auf der Annahme, dass sich die Kosten für die

Modulproduktion aufgrund von Lerneffekten bis 2050 selbst bei konservativen Annahmen von aktuell etwa 550 Euro/kWp auf wenigstens 270 – 360 Euro/kWp reduzieren werden. Wie die nachfolgende Grafik zeigt, geht das Fraunhofer ISE im optimistischeren Basiszenario auch ohne weitere technologische Durchbrüche zumindest von einer Halbierung der Kosten auf 180 – 260 Euro/kWp aus. Vergleichbare Entwicklungen sind bei den Solar-Wechselrichtern zu erwarten. Kumuliert liegt die Kostendegression laut Analyse des Fraunhofer ISE bei etwa 33 % bis 2025.

Kostendegression für Solarmodule

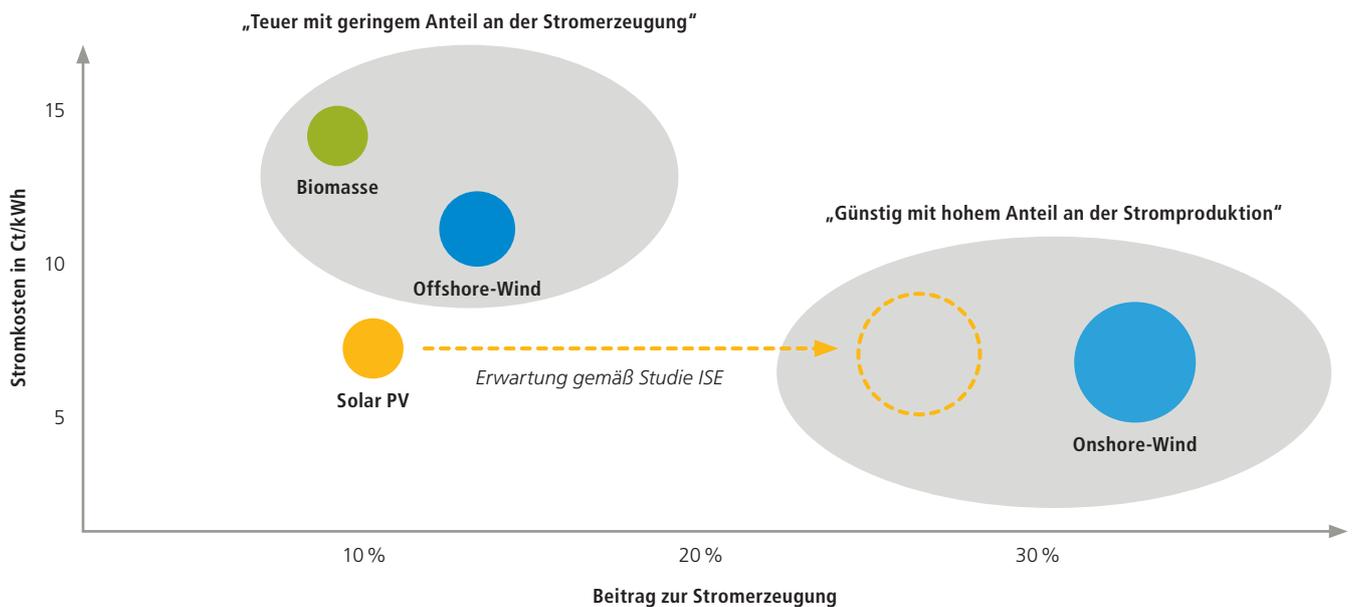


Quelle: Fraunhofer ISE, eigene Darstellung

Die Einspeisevergütung für PV-Anlagen wurde in der Vergangenheit deutlich reduziert. Anlagen, die 2005 installiert wurden, erhielten noch eine Vergütung von 40 Cent/kWh, die 2014 installierten Anlagen nur noch eine Vergütung von 9 Cent/kWh. Dies trägt der tech-

nischen Weiterentwicklung und insbesondere der Tatsache Rechnung, dass Photovoltaikanlagen in Deutschland schon heute kostenseitig wettbewerbsfähig mit Onshore-Windenergie und fossilen Energieträgern Strom produzieren.⁴

Kosten und installierte Kapazität unterschiedlicher Energieträger im Vergleich



Quelle: Fraunhofer ISE, eigene Darstellung

Basierend auf diesen Analysen überrascht die vergleichsweise geringe Bedeutung, die in vielen Studien der Photovoltaik bei der künftigen regionalen, nationalen und internationalen Stromerzeugung beigemessen wird. Wie die vorangegangene Grafik verdeutlicht, könnte Photovoltaik 2035 jedoch aufgrund der zunehmenden Kostendegression sowie der Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Energieträgern einen mit Onshore-Windenergie vergleichbaren Beitrag zur Energieerzeugung in Deutschland leisten.

Wasserkraft

Der Anteil von Wasserkraft am Bruttostromverbrauch ist sehr stabil geblieben und lag 2015 mit 19,3 Mrd. kWh (das entspricht 3,2 % des Bruttostromverbrauchs) witterungsbedingt leicht unter dem Vorjahresniveau. Der vergleichsweise geringe Anteil von Wasserkraft am Energiemix Deutschlands resultiert aus der begrenzten Anzahl für einen kommerziellen Betrieb geeigneter Standorte. Somit ergeben sich Zubaupotenziale fast ausschließlich aus Modernisierungen oder Erweiterungen bereits bestehender Anlagen.

Biomasse

2015 erhöhte sich der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung auf rund 100 MW installierte Kapazität. Das entspricht etwa 8,3 % des Bruttostromverbrauchs in der Bundesrepublik. Hier sind Effizienzsteigerungen nur in geringerem Umfang zu erwarten.

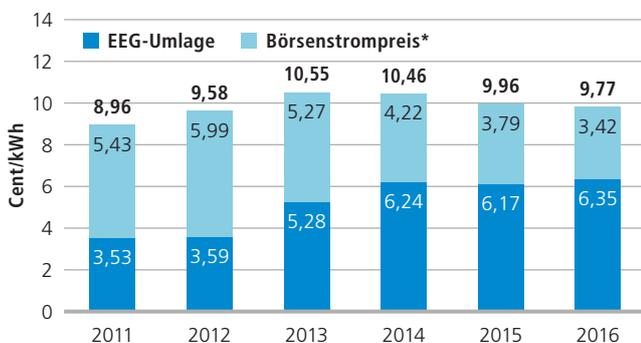
⁴ Vgl. Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.

EEG 2017: Evolution des regulatorischen Regimes Erneuerbarer Energien

Mit dem EEG 2017⁵, das am 8. Juli 2016 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet wurde, soll ein neuer regulatorischer Rahmen für den gezielten Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland geschaffen werden. Den Kerngedanken bei der Weiterentwicklung des Erneuerbaren Energien Gesetzes, das zuletzt 2014 umfassend geändert wurde, fasst die Bundesregierung wie folgt zusammen: „Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist längst keine neue Technologie mehr. Das EEG 2017 behandelt deshalb die Erneuerbaren erstmals als etablierte, erwachsene Technologie.“⁶

Dies war in der Vergangenheit nicht der Fall. Die Produktion der Erzeugungskapazitäten durch Erneuerbare Energien war bei Einführung des EEG 2004 noch kostenintensiv. Um ihre Nutzung sowie die technische Fortentwicklung voranzutreiben, wurden Erneuerbare Energien daher umfänglich gefördert. Schon die EEG-Reform 2014 trägt jedoch dem Umstand Rechnung, dass die Technik in den vergangenen Jahren zunehmend effizienter geworden ist. Dass ein Gegensteuern bei der Förderung Erneuerbarer Energien notwendig war, zeigt der hohe Anteil volkswirtschaftlicher Kosten an der Gesamtvergütung Erneuerbarer Energien, abgebildet als EEG-Umlage in der nachfolgenden Grafik.

Vergütung Erneuerbarer Energien



Quelle: BMWi; Datenbasis: Berechnungen auf Basis von www.netztransparenz.de und European Energy Exchange (* durchschnittlicher Terminmarkt-Preis im jeweiligen Vorjahr); eigene Darstellung

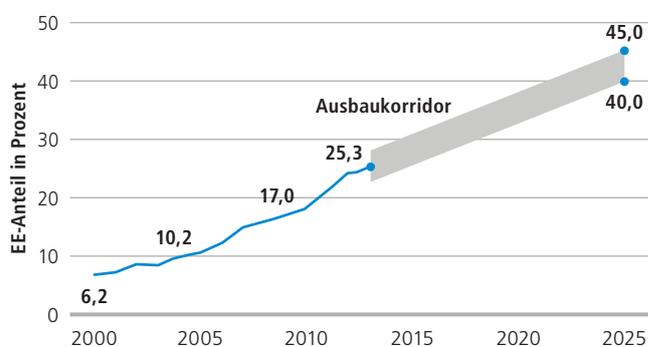
In Summe hat sich die unter der EEG-Novelle 2014 gültige Vergütung, die aus einer Kombination von Börsenstrompreis und EEG-Umlage (Marktprämie) besteht, immer weiter reduziert. Trotzdem erreichte der Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Bereich Windenergie 2015 ein neues Rekordniveau und lag laut einer Untersuchung des Instituts der deutschen Wirtschaft in Köln im Stromsektor 2015 oberhalb des angestrebten Korridors.⁷ Diese Tendenz dürfte einer der Hauptgründe für die neuerliche Reform sein. Da trotz der signifikanten Reduktion der EEG-Umlage auch bei dem aktuell geringen Strompreisniveau an den Börsen der Nettozubau Erneuerbarer Energien teilweise deut-

lich oberhalb des avisierten Ausbaukorridors liegt, muss der Zubau durch andere Instrumente gesteuert werden.

Zielkorridor

Dieser sieht vor, dass der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion 40 % bis 45 % im Jahr 2025 und 55 % bis 60 % im Jahr 2035 und mindestens 80 % im Jahr 2050 ausmachen soll.

Ausbaukorridor Erneuerbarer Energien



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Eckpunkte EEG 2017

Mit dem EEG 2017 werden nun Ausschreibungsverfahren eingeführt, wodurch die marktnahe Vergütung der Stromproduktion durch Erneuerbare Energien-Infrastruktur an Einfluss gewinnt. Diese sind sowohl für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen als auch für Photovoltaikanlagen mit einer Kapazität von über 750 kW vorgesehen. Ausgenommen sind somit kleine PV-Aufdachanlagen und Übergangsanlagen. In der finalen Fassung des Gesetzesbeschlusses wurde die Obergrenze damit noch einmal von 1 MW abgesenkt.

Ausschreibungen

Das Grundprinzip der Ausschreibungen für Erneuerbare Energien-Projekte ist technologieübergreifend gleich. Ausgeschrieben wird die sogenannte gleitende Marktprämie, also der durch das EEG geförderte Wert, wobei auf den gesamten anzulegenden Wert, also die Summe aus Marktpreis und Marktprämie, Gebote abgegeben werden können. Den Zuschlag erhalten immer die niedrigsten Gebote, bis die gesamte ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Vor Beginn der Ausschreibung wird zudem ein Höchstpreis festgelegt. Gebote sind grundsätzlich projektbezogen abzugeben; eine Übertragung ist bei Einhaltung verschiedener Voraussetzungen und unter Inkaufnahme einer reduzierten Marktprämie ausschließlich bei PV-Projekten möglich. Um eine möglichst hohe Realisierungsquote zu erzielen, sieht das EEG Fristen sowie Strafzahlungen vor.

⁵ Bundesrat: Drucksache 355/16 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien

⁶ <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/05/2016-05-13-eeg-gespraech-mit-mp.html>

⁷ Institut der deutschen Wirtschaft Köln: Fünf Jahre nach Fukushima – Eine Zwischenbilanz der Energiewende

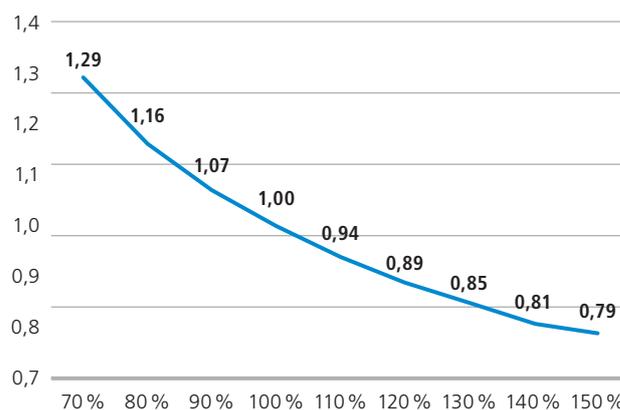
Über die allgemeinen Grundprinzipien hinaus werden zusätzliche Regularien für die einzelnen Erneuerbaren Energien angestrebt. Für Photovoltaikprojekte werden eine maximale Projektgröße von 10 MWp sowie Obergrenzen etwa für die Nutzung auf Ackerflächen festgeschrieben – Sondergenehmigungen für eine umfangreichere Nutzung auf Ackerflächen können durch die Bundesländer erteilt werden. Das EEG sieht künftig drei Ausschreibungsverfahren vor. Der Vorteil mehrerer Gebotsverfahren im Jahr ist, dass diese als zusätzliches Steuerungselement hinsichtlich des angestrebten Netto-Zubaus fungieren können. So lassen sich unterjährig sowohl die Strommenge – die elementare Messgröße auf der Nachfrageseite – als auch die realisierten PV-Projekte oder zurückgebaute Anlagen genauer absehen.

Im Bereich Onshore-Wind sind zusätzlich zu kleinen Projekten und Übergangsanlagen auch Prototypen mit einer Leistung von maximal 100 MW ausgenommen. Für die Teilnahme an einer Ausschreibung ist eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erforderlich. Da bis Ende 2016 noch alle bereits genehmigten Anlagen nach dem EEG 2014 vergütet werden, ist die erste Ausschreibung für Onshore-Projekte erst im März 2017 vorgesehen, um eine hinreichend große Zahl potenzieller Wettbewerber zu integrieren.

Geboten wird bei Onshore-Anlagen zwar wie bei Photovoltaikprojekten auf den anzulegenden Wert, also die Summe aus Marktpreis und Marktprämie, die Berechnung dessen ist aber komplexer. Um vergleichbare Bedingungen für ganz Deutschland zu schaffen und den Zubau möglichst effizienter Anlagen zu fördern, orientiert sich der anzulegende Wert an einem Referenzertragsmodell an einem

fiktiven Referenzstandort. Dieser wird mit 100 % bewertet, sodass schlechtere Standorte prozentual eine höhere Marktprämie erhalten, Standorte mit besseren Windbedingungen hingegen eine geringere.

Berechnung des Standortfaktors



Quelle: EEG Novelle 2016 – Fortgeschriebenes Eckpunktepapier

Als Referenzstandort wird eine Windgeschwindigkeit von 6,45m/s gemessen in 100 Meter Höhe festgelegt. Gebote sind auf dieser Basis mithilfe eines gesetzlich definierten Korrekturfaktors abzugeben. Um den individuellen Referenzertrag zu bestimmen, muss vor Inbetriebnahme der Anlage ein Gutachten auf Basis der FGW-Richtlinie⁸ erstellt werden. Der jeweilige Vergütungssatz wird für die Laufzeit von 20 Jahren festgelegt, wobei eine Überprüfung des Referenzwerts alle 5 Jahre erfolgt. Basierend auf dem Kabinettsbeschluss Anfang Juni 2016⁹ ergibt sich hieraus folgender Vergütungsschlüssel:

Vergütungsschlüssel Onshore-Windenergie

Referenzwert in %	Zuschlagswert									
	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Korrekturfaktor	1,29	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Beispielhafte Vergütungssätze in Ct/kWh	7,74	7,74	6,96	6,42	6,00	5,64	5,34	5,10	4,86	4,74

Quelle: EEG Novelle 2016: Präsentation Kernpunkte vom 08.06.2016; EEG 2017 § 36h

Auch der Zubau von Offshore-Windenergie soll künftig über das Bieterverfahren gesteuert und damit wettbewerblich ermittelt werden. Zielsetzung ist explizit die Steigerung der Kosteneffizienz, die durch die Implementierung des Ausschreibungsverfahrens sowie des

Ausbaukorridors befördert werden soll. Aufgrund des Abstimmungsbedarfs der Energieerzeugungskapazitäten mit dem Ausbau der Anbindungsleitungen sollen darüber hinaus auch Flächenplanung und Raumordnung besser verzahnt werden.

⁸ Die FGW-Richtlinie bündelt alle technischen Richtlinien für Windenergieanlagen um Messverfahren zu vereinheitlichen und so vergleichbare Leistungsdaten zu erhalten. Die Messungen umfassen die Bereiche Leistungskurve, Schallemission und Elektrische Eigenschaften. <http://www.wind-fgw.de/TR.html>

⁹ Quelle: EEG-Novelle 2016: Präsentation Kernpunkte vom 08.06.2016 http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-2016-novelle-praesentation-kernpunkte-8-6-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

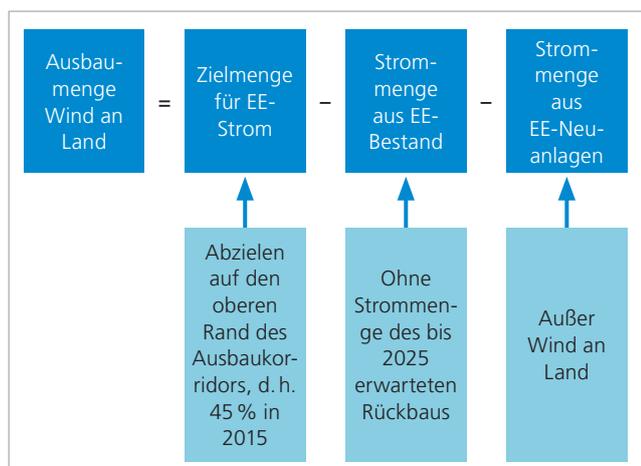
Ausschreibungsmengen

Die ausgeschriebenen Zubaukapazitäten variieren bei den einzelnen Technologien. Der Ausbaukorridor sowie die jährlichen Kapazität-zubauten wurden bei Offshore-Windenergie bereits im EEG 2014 festgelegt und unverändert belassen. Bis 2020 sollen insgesamt 6,5 GW Leistung installiert sein und bis 2030 15 GW. Für 2025 wurde als Zwischenziel eine Kapazitätsobergrenze von 11 GW festgeschrieben. Um diesen Ausbaupfad einzuhalten, sollen 2021 und 2022 jährlich 500 MW zugebaut werden, ab 2026 jährlich 840 MW.

Die jährliche Ausschreibungsmenge für große PV-Anlagen wurde auf 600 MW erhöht. Dies wird im EEG 2017 mit den nun inkludierten Erzeugungskapazitäten baulicher Anlagen sowie Aufdachanlagen begründet.

Wind an Land kommt bei der Einhaltung des Zielkorridors eine regulierende Funktion zu. So soll das jährlich ausgeschriebene Volumen über folgende Formel berechnet werden:

Zielkorridor-Formel für den Ausbau von Onshore-Windenergie



Quelle: EEG Novelle 2016 – Fortgeschriebenes Eckpunktepapier

Wie hieraus hervorgeht, strebt die Bundesregierung 2025 eine Zielerreichung des oberen Rands des Ausbaukorridors an, also einen Anteil von 45 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Laut der Präsentation der Kernpunkte der Energienovelle sind zur Einhaltung der langfristigen Erzeugungskapazitäten folgende Mengenziele für die einzelnen Erneuerbaren Energien definiert:

Onshore-Wind soll in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils Zubaukapazitäten von 2 800 MW brutto aufweisen, ab 2020 sollen jährlich 2 900 MW zugebaut werden. Inklusiv der Rückbauten alter Anlagen soll die Nettokapazität pro Jahr somit 2 500 MW nicht überschreiten. Sollte dies trotzdem der Fall sein, sind Degressionstufen für den Brutto-Ausbau vorgesehen, um den Netto-Ausbaukorridor einzuhalten. Zum Vergleich: 2015 lag der Nettozubau bei knapp 3 536 MW¹⁰, 2014 sogar bei über 4 200 MW¹¹.

¹⁰ Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2015.

¹¹ Leipziger Institut für Energie: Marktanalyse Windenergie an Land, Februar 2015.

Eine Berücksichtigung von Biomasse war im Entwurf der EEG-Novelle zunächst nicht vorgesehen. Medienberichten zufolge haben sich einige südliche Bundesländer – insbesondere Bayern – mit ihrer Forderung nach einer finanziellen Förderung durchgesetzt. Das EEG sieht nun vor, dass Neu- und Bestandsanlagen ab 150 kW dem EEG unterliegen. Um den Systempreis insgesamt zu senken, sollen die Anlagen nur für 50 % des von ihnen produzierten Stroms eine Förderung erhalten. Ziel ist, Strom vornehmlich in den Zeiten zu produzieren, zu denen aufgrund hoher Nachfrage und geringem Angebot der Marktpreis hoch ist. Laut der Präsentation über die Eckpunkte der EEG-Novelle sollen in den Jahren 2017, 2018 und 2019 brutto jeweils 150 MW ausgeschrieben werden – in den drei darauffolgenden Jahren jeweils 200 MW.

Kritik

Branchenmitglieder erwarten, dass das EEG 2017 zu einer Oligopolisierung führt, da das Ausschreibungsmodell größere Akteure bevorzugen würde.

Basierend auf der Ausgestaltung des EEG 2017 lässt sich diese Befürchtung nach unserer Einschätzung nicht eindeutig nachvollziehen. Einerseits sind explizit Sonderregeln für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 750 kW vorgesehen. Andererseits legen auch die vier im Bereich Photovoltaik durchgeführten Pilotausschreibungen keine Entwicklung in diese Richtung nahe. Laut Bundeswirtschaftsministerium zeigten alle Runden der Pilotausschreibungen sowohl ein sinkendes Preisniveau als auch eine hohe Wettbewerbsintensität. Weitere Ausschreibungsrunden sollen 2016 und 2017 im Viermonatsrhythmus stattfinden.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass der Netzausbau unzureichend in der EEG-Novelle berücksichtigt wurde. Wie eingangs aufgeführt, ist der Ausbau sowohl innerhalb Deutschlands als auch transnational entscheidend, um die bislang existierenden physischen Grenzen des gemeinsamen Strommarkts zu senken. Insbesondere im Hinblick auf die zunehmende Volatilität der Stromproduktion durch den Ausbau Erneuerbarer Energien steigt die Bedeutung eines gemeinsamen Strommarkts, um Produktionsspitzen exportieren und -lücken ausgleichen zu können.

Insgesamt sehen Branchenteilnehmer die Begrenzung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten, die insbesondere im Bereich Onshore-Windenergie in Norddeutschland vorgesehen sind, kritisch. Vielfacher Ansicht nach würden diese daraus resultieren, dass die zur weiteren Verarbeitung benötigten Leitungen nicht in hinreichendem Maße gebaut würden. Insofern handelt es sich bei der Begrenzung der Zubauten nicht um die Lösung des eigentlichen Problems, sondern lediglich um eine Reaktion auf ein Symptom. Als zielführend hingegen wird eine stärkere Incentivierung des Leitungsausbaus bewertet, das zu einer besseren Integration der Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland führen würde.

Fazit

Bis Anfang Juli 2016 lag die EEG-Novelle lediglich als Eckpunktepapier vor, das durch das Bundeskabinett beschlossen wurde. Aufgrund der Eilbedürftigkeit der gesetzlichen Umsetzung wurde der Gesetzentwurf noch vor Beginn der Sommerpause am 8. Juli 2016 sowohl vom Bundestag als auch vom Bundesrat gebilligt. Im Vergleich zum Eckpunktepapier wurden noch diverse Anpassungen vorgenommen.

Im EEG 2017 fallen alle Erneuerbare Energien-Anlagen mit einer installierten Kapazität von über 750 kW (Biomasse über 150 kW) unter das Erneuerbare Energien-Gesetz und können sich somit an Ausschreibungen beteiligen. Noch im Eckpunktepapier war als Grenze 1 MW vorgesehen. Laut Bundeswirtschaftsministerium werden etwa 80 % des Zubaus durch Ausschreibungen vergeben. Aufgrund des Konzepts mehrerer Ausschreibungsrunden pro Jahr sowie vorgesehener Degressionsstufen bei Überschreitung des vorgesehenen Zielkorridors, ist mit einem zielgerichteteren Zubau Erneuerbarer Energien-Erzeugungskapazitäten zu rechnen. Allerdings ist die Kritik von Interessenverbänden insofern gerechtfertigt, dass die Zubaubeschränkungen insbesondere von Windenergieanlagen

in Küstenregionen nicht durch Marktgegebenheiten begründet sind, die regulatorische Einschränkungen in diesem Bereich notwendig machen. Sie sind unter anderem Ausdruck einer Verzögerung des Projekts SuedLink – der Stromtrasse, die Schleswig-Holstein mit Bayern und Baden-Württemberg verbinden soll. Ursprünglich sollte die Projektumsetzung bis 2022 erfolgen. Aktuell wurde als frühestmöglicher Inbetriebnahmezeitpunkt das vierte Quartal 2025 definiert. Auch das Einspeisemanagement muss umfassend nachgebessert werden. So „bittet der Bundesrat, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie der konventionelle must-run¹² unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebs effektiv abgesenkt werden kann“¹³.

Die aus diesen Gründen vorgesehene Abregelung Erneuerbarer Energien sollte lediglich eine Übergangslösung sein. Grundsätzlich ist es notwendig, die auch vom Bundesrat geforderte Kapazität schrittweise durch Erneuerbare Energien zu ersetzen. Hierfür müssen mithilfe von verbesserten Stromspeichern, einer dezentraler Energieerzeugung und hinreichenden Leitungen entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden.

¹² Unter must-run Kapazität werden konventionelle Kraftwerke verstanden, die durchgehend mit einer Mindestleistung am Netz sein müssen, also Strom produzieren.

¹³ Bundesrat: Drucksache 310/16 (Beschluss, S. 34)

Erneuerbare Energie: Special Infrastructure Team

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Diese Entwicklung ist politisch gewollt und gefördert. Dabei gehen die einzelnen Länder auch innerhalb Europas jedoch eigene Wege und haben unterschiedliche Systeme umgesetzt. Auch die EEG-Novelle wird den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland unumstritten beeinflussen. Welche Konsequenzen einzelne Regelungen haben werden, lässt sich jedoch nur schwer prognostizieren.

Zu diesem komplexen Umfeld Erneuerbarer Energien haben wir ein Gespräch mit Susanne Wermter, Head of Special Infrastructure Team, und Ingmar Helmke, Investment Manager Special Infrastructure Team, geführt.

Wie wird die EEG-Novelle am Markt wahrgenommen?

Susanne Wermter: Tatsächlich wird die EEG-Novelle vielfach kritisch gesehen und eine Bevorzugung der großen Windprojektentwickler zum Nachteil kleinerer Marktteilnehmer befürchtet. Hersteller, Projektentwickler, Versorger und Investoren rechnen durch das Inkrafttreten der EEG-Novelle ab 2017 mit einem deutlichen Abkühlen des deutschen Windmarkts und mit geringeren Zubauraten im Bereich Onshore-Windenergie. Hierbei handelt es sich allerdings durchaus um ein politisch gewolltes Ergebnis des EEG 2017. Uneinig sind sich die Marktteilnehmer, wie deutlich die Auswirkungen sein werden.

Wie beurteilen Sie das EEG 2017?

Wermter: Wir sehen sowohl positive als auch negative Aspekte der Novelle. Grundsätzlich halten wir es für sinnvoll, wenn die Förderung Erneuerbarer Energien maßvoll und damit nachhaltig ist, weil die volkswirtschaftlichen Kosten dadurch auf ein definiertes Maß begrenzt werden. Insofern begrüßen wir den Versuch, die verbindlichen Ausbauziele bei möglichst geringen gesellschaftlichen Kosten zu erreichen. Allerdings besteht die Gefahr, dass es zu einer Überregulierung des bis dato gut funktionierenden, hochprofessionellen Marktes kommt und damit letztlich die Erreichung der ambitionierten Ausbauziele gefährdet wird.

Aber ein Abbau der Fördersätze ist doch gleichbedeutend mit einer Zunahme des Marktrisikos. Rechnen Sie nicht damit, dass hierdurch Deutschland für Investments an Attraktivität verlieren?

Ingmar Helmke: Nicht unbedingt. Der Vorteil des Ausschreibungsverfahrens, wie es im EEG 2017 vorgesehen ist, ist ja gerade, dass der sogenannte anzulegende Wert weiterhin eine für 20 Jahre beständige Größe bleibt und somit der Investor systemisch von Marktrisiken abgesichert ist. Das Ausschreibungsverfahren ist somit auch

Susanne Wermter

Head | Special Infrastructure Team

Frau Wermter verfügt über umfassende Erfahrungen im Bereich Erneuerbare Energien. Vor ihrem Eintritt bei Aquila Capital arbeitete die studierte Diplom-Kauffrau vier Jahre bei SunEdison und war zuvor bei der Conergy AG für die Finanzierung internationaler Wind- und Biogasprojekte zuständig.



Ingmar Helmke

*Investment Manager |
Special Infrastructure Team*

Ingmar Helmke war vor seinem Eintritt bei Aquila Capital als Investmentmanager und Berater des Managements im Bereich Erneuerbare Energien bei der Altira Gruppe tätig. Zuvor war Herr Helmke im Renewables Team einer Venture Capital Beratungsgesellschaft und hatte Positionen in mehreren Anwaltskanzleien in den Bereichen Private Equity und M&A inne. Herr Helmke ist Rechtsanwalt, Wirtschaftsjurist und Bankkaufmann.



Andrew Wojtek

*Investment Manager |
Special Infrastructure Team*

Andrew Wojtek war vor seinem Eintritt bei Aquila Capital im Bereich Mergers & Acquisitions der Investment Bank Macquarie Group in Frankfurt tätig. Herr Wojtek verfügt über umfassende Transaktionserfahrung im Infrastrukturbereich und absolvierte sein Studium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität St. Gallen in der Schweiz.



Tim Reinsch

*Investment Manager |
Special Infrastructure Team*

Tim Reinsch war vor seinem Eintritt bei Aquila Capital als Head of Operations bei Seedmatch, einer Crowdfunding Plattform, und zuvor als Transaktionsberater bei PwC tätig. Zudem engagierte er sich mehrere Monate als freiwilliger Entwicklungshelfer in Ruanda. Herr Reinsch absolvierte sein Studium in Accounting & Finance mit dem Master an der London School of Economics and Political Science.



künftig mit einem Einspeisetarif vergleichbar. Dieser wird nur nicht hoheitlich festgelegt, sondern marktwirtschaftlich ermittelt. In der Theorie erhält in der Ausschreibung also derjenige den Zuschlag, der die geringste Förderung verlangt.

Welche Auswirkungen wird aus Ihrer Sicht die EEG-Novelle auf den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien in Deutschland haben?

Helmke: Es wird weniger Projekte geben und da der Anlagedruck institutioneller Investoren weiter hoch bleiben wird, erwarten wir, dass sich der Wettbewerb um die Projekte weiter intensiviert.

Wermter: Aquila Capital hat sicherlich einen Vorteil, weil wir schon lange in Erneuerbare Energien-Projekte investieren und umfassende Netzwerke insbesondere auch zu Entwicklern haben. Deal-Sourcing war und ist eine unserer Stärken. Aber als Finanzinvestor müssen wir künftig umfassendere Investitionsansätze finden, die auch den Verkäufern der Projekte einen Mehrwert bieten: Zum Beispiel indem wir den Entwickler bereits im Vorfeld des Ausschreibungsverfahrens unterstützen. Das heißt tiefer in die Wertschöpfungskette und früher in die Projekte. Das geht nur, wenn man über die entsprechende Erfahrung und Expertise verfügt.

Also ist ein profitables Investment aus Ihrer Sicht auch bei einer geringeren Förderung möglich?

Helmke: Durchaus. Wir haben gute Erfahrungen mit Investments in Ländern gemacht, deren Fördersysteme teilweise eine deutlich größere Marktpreis-Komponente enthalten. Neben dem Einspeisetarifsystem, wie wir es in Deutschland und Frankreich kennen, gibt es in den Niederlanden und in Belgien das Prämiensystem. Dies sieht eine fixe Vergütungskomponente zusätzlich zum Marktpreis vor. Im Quotensystem werden Energieversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres vertriebenen Stroms durch Erneuerbare Energien zu decken. Der Nachweis wird durch sogenannte Grünstromzertifikate erbracht. Damit können die Energieversorger Erneuerbare Energien-Anlagen selbst betreiben oder die Zertifikate am Markt kaufen. Durch den Verkauf der Zertifikate haben die Betreiber von Erneuerbaren Energien-Anlagen somit eine zusätzlich Einnahmequelle zum Stromverkauf.

Und dieses System funktioniert?

Helmke: Das zeigt der Zubau Erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren sehr deutlich. Schweden und Norwegen, die das Quotensystem besonders konsequent umgesetzt haben, sind auf einem guten Wege, das gemeinsam formulierte Ausbauziel von jährlich 28,4 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien bis 2020 zu erreichen – und das, obwohl dort die Strompreise zu den tiefsten in Europa zählen. Die Summe aus Strompreis und Zertifikatspreis ist deutlich niedriger als alles was als anzulegender Wert in Deutschland

auch nach Inkrafttreten des EEG 2017 erwartet wird. In der Folge werden nur Projekte an windhöffigen Standorten umgesetzt. Zudem sind die Investitions- und laufenden Betriebskosten deutlich geringer. Die Optimierung der Stromgestehungskosten, der sogenannten Levelized Costs of Energy, wird also viel konsequenter umgesetzt.

Wermter: Es ist absehbar, dass die EEG-Novelle zu einer Kostenoptimierung führen muss. Das ist makroökonomisch sinnvoll, denn im deutlich wettbewerbsintensiveren System in Skandinavien sind die Kosten deutlich geringer: Zum Vergleich: Der Anteil der Förderumlage am Strompreis für Verbraucher liegt in Schweden bei weniger als 0,5 Ct/kWh, in Deutschland bei über 6 Ct/kWh.

Norwegen und Schweden sind also auch ohne feste Fördersätze interessante Zielregionen für professionelle Investoren?

Wermter: Wir sind schon seit über fünf Jahren am skandinavischen Markt aktiv und haben mehrere Investments in Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke in Schweden und Norwegen für Investoren umgesetzt. Selbstverständlich muss der größere Einfluss des Marktpreisrisikos berücksichtigt werden. Aber im Ergebnis sind die erzielbaren Eigenkapitalrenditen im skandinavischen Raum für Finanzinvestoren attraktiv, was in einigen Märkten mit Einspeisetarif oftmals nicht mehr der Fall ist.

Helmke: Zudem sind im schwedischen und norwegischen Markt Strompreis- und Zertifikate-Hedging-Strategien etwa über den Abschluss von Stromabnahmeverträgen zu Fixpreisen ein gängiges Instrument. Hierüber lassen sich Marktpreisrisiken für Finanzinvestoren deutlich reduzieren. Es kommt aber auf die richtige Balance an. Denn das augenblickliche, niedrige Strompreisniveau bietet auch deutliche Marktchancen und ein Hedging zur Risikoverlagerung ist zudem immer mit entsprechenden Kosten verbunden.

Was bedeutet denn die höhere Marktpreis-Komponente für Ihren Investitionsansatz?

Wermter: Insgesamt sind Investments in Erneuerbare Energien-Projekte in Skandinavien komplexer als in Märkten mit Einspeisetarif. Es ist nicht nur eine intensive Auseinandersetzung mit dem Fördersystem unerlässlich, sondern auch mit dem jeweiligen Strommarkt, der Energiepolitik und anderen Einflussfaktoren auf den Strompreis, etwa dem Wirtschaftswachstum, dem Kohle- und Gaspreis und nicht zuletzt auch dem Preis für CO₂-Emissionsrechte. Insgesamt sind Investments in Skandinavien anspruchsvoll, aber mit der entsprechenden Erfahrung gut handhabbar.

Helmke: Wir haben in den vergangenen Wochen und Monaten mehrere Ankündigungen für sehr große Erneuerbare Energien-Projekte und auch Transaktionen durch andere Infrastruktur-Investoren in Schweden und Norwegen gesehen. Das zunehmende Inte-

resse unserer Wettbewerber an diesem Markt bestätigt uns in unserer Einschätzung von dessen Attraktivität.

Also sind bestimmte Fördersysteme kein Ausschlusskriterium für die Umsetzung von Investments?

Helmke: Nein. Wenn man das jeweilige Fördersystem verstanden hat, dann kann man damit arbeiten. Wichtig ist, dass das Fördersystem staatlich garantiert ist und keine nachträglichen Anpassungen oder Einschränkungen mit Rückwirkung erfolgen. Deshalb sollte man nur in politisch und wirtschaftlich stabile Staaten investieren – es empfiehlt sich eine Diversifikation über verschiedene Strommärkte und Förderregime.

Wermter: Ein gutes Beispiel, wie sich das Regime direkt auf die Projektbeurteilung auswirken kann, ist Photovoltaik in Deutschland. Aufgrund der im EEG 2017 festgelegten Größenbeschränkung auf 10 MW sind diese Projekte für Finanzinvestoren leider uninteressant geworden. Das Volumen der Transaktion ist so gering, dass sich der

hohe Aufwand nicht rechnet. Wir sehen in Deutschland noch Investmentopportunitäten am Zweitmarkt, wenn die Konditionen stimmen. Insgesamt sind aus unserer Sicht eher andere Märkte attraktiv: Innerhalb Europas vor allem Frankreich, perspektivisch vielleicht auch Länder in Südeuropa – sofern langfristige Stromabnahmeverträge geschlossen werden können. Zudem sind Japan, Nordamerika und Kanada für Photovoltaikinvestitionen interessant.

Prüfen Sie neben neuen Regionen auch Investmentopportunitäten in andere Technologien?

Wermter: Offshore-Wind ist aus unserer Sicht sehr spannend. Die Erfahrungen aus den ersten Betriebsjahren der deutschen Offshore-Projekte liegen über den Erwartungen. Die Technologie ist inzwischen erprobt und die Industrie professionell und etabliert. Auch die Projektgrößen sind für institutionelle Investoren interessant. Wir versprechen uns hier in der Zukunft attraktive Investmentopportunitäten.

Frau Wermter, Herr Helmke, vielen Dank für das Gespräch.

SACHWERTE IM FOKUS

NEWSLETTER 2/2016

Kontakt | Aquila Gruppe

Deutschland

Hamburg (Hauptsitz)

Valentinskamp 70
20355 Hamburg
Tel.: +49 (0)40 87 50 50-100
E-Mail: info@aquila-capital.de
www.aquila-capital.de

Frankfurt

Neue Mainzer Straße 75
60311 Frankfurt/Main

München

Josephspitalstraße 15
80331 München

Großbritannien

London

17 Grosvenor Street
London W1K 4QG

Singapur

Singapur

No 8 Eu Tong Sen Street
#19-89 The Central
Singapur 059818

Neuseeland

Feilding

8 Manchester Square
Feilding, 4702

Tschechien

Prag

Palladium
Náměstí Republiky 1
110 00 Praha 1

Luxemburg

Senningerberg

Airport Center Luxembourg
5, Heienhaff
1736 Senningerberg

Spanien

Madrid

Av. de Burgos 12, pl 13
Madrid 28036

Schweiz

Zürich

AQ Investment AG
Poststrasse 3
8001 Zürich

Risikohinweis: Dieses Dokument dient lediglich Informationszwecken. Es stellt weder eine Anlagevermittlung noch eine Anlageberatung dar. Es handelt sich nicht um ein Angebot oder eine Aufforderung zur Abgabe eines Angebotes zum Kauf oder Verkauf von bestimmten Produkten. Die Aussagen entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Erstellung des Dokuments. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen und Meinungen stammen aus zuverlässigen Quellen. Wir können keine Garantie oder Haftung für Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen übernehmen. Historische Daten sind keine Garantie für zukünftige Erträge. Aussagen über eine zukünftige wirtschaftliche Entwicklung beruhen auf Beobachtungen aus der Vergangenheit und theoretisch fundierten objektiven Verfahren, sind mithin Prognosen und als solche zu verstehen.

Unter den Bezeichnungen Aquila und Aquila Capital werden Investmentgesellschaften für Alternative Investments und Sachwert-Investitionen sowie Vertriebs-, Fondsmanagement- und Servicegesellschaften der Aquila Gruppe zusammengefasst. Die jeweils verantwortlichen rechtlichen Einheiten, die Kunden Produkte oder Dienstleistungen der Aquila Gruppe anbieten, werden in den entsprechenden Verträgen, Verkaufsunterlagen oder sonstigen Produktinformationen benannt.

Eine Veröffentlichung der Aquila Capital Management GmbH.