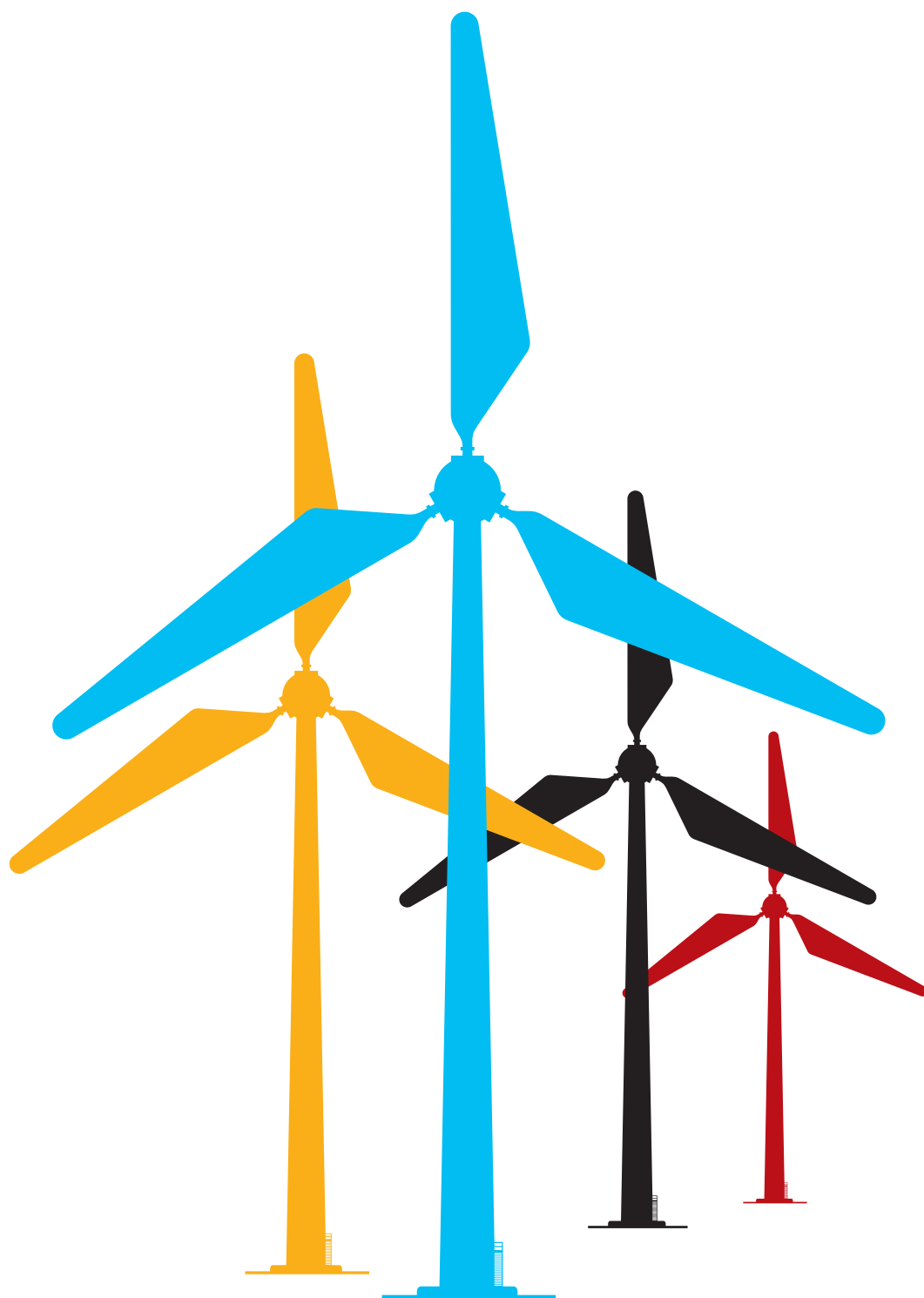


# Branchenstudie **WINDENERGIE**

September **2014**





# Inhaltsverzeichnis

---

	Einleitung	2
1	Entwicklung der Windenergie	5
1.1	Aktuelle Entwicklung Global	5
1.1.1	Globale Einflussfaktoren	5
1.1.2	Wachstumsmärkte außerhalb Europas kurz dargestellt	7
1.2	Aktuelle Entwicklungen in Europa - Umbau der Förderregime	8
1.2.1	„Grüne Zertifikate“ als Alternative zur Einspeisevergütung	9
1.2.2	Stromabnahmeverträge als Alternative zur Einspeisevergütung	9
1.2.3	Energiepreise	10
2	Europas Windmärkte	15
2.1	Kernmärkte im Fokus	15
2.1.1	Deutschland	15
2.1.2	Frankreich	22
2.1.3	Großbritannien	25
2.1.4	Irland	30
2.1.5	Finnland	32
2.2	Weitere Regionen	34
2.2.1	BeNeLux	34
2.2.2	Skandinavien	36
2.2.3	Ost- und Südosteuropa	39
2.2.4	Süd- und Südwesteuropa	42
2.3	Fördersysteme im Überblick	44
3	Prognose der weltweiten Entwicklung	45
	Abkürzungsverzeichnis	47

# BRANCHENSTUDIE WINDENERGIE

## Einschätzung internationaler Perspektivmärkte

---

### Einleitung

Größer, höher, stärker und billiger? Oder erwachsen? Die Entwicklung der Nutzung der Windenergie schreitet in vielerlei Hinsicht voran. Weltweit wurden im vergangenen Jahr Windenergieanlagen (WEA) mit einer Nennleistung von zusammen etwa 35 GW in Betrieb genommen. Trotz einer bereits deutlich gewachsenen Basis entspricht dies einem Bestandswachstum von mehr als 12%. Europaweit wurden in den vergangenen fünf Jahren jeweils mehr als 10 GW neu installiert, in den vergangenen beiden Jahren jeweils sogar über 12 GW. Die Windkraft zeigt mit einer zunehmenden regionalen Verbreitung und der bereits dreißigjährigen Nutzung in den „alten“ Windmärkten inzwischen einen beachtlichen Reifegrad. In den letzten Jahren wurde vor allem der Sprung aufs Meer realisiert, aber auch die immer effizientere Ausnutzung schwächerer Windbedingungen an Binnenstandorten mit modernen Windenergieanlagen ist ein Beleg für einen fortwährenden Innovationsprozess.

Angesichts dieser Entwicklung beschäftigt sich die Branchenstudie Windenergie zwei Jahre nach der Publikation der letzten Fassung erneut mit aktuellen Entwicklungen auf dem Markt der Windenergie. Wie gewohnt geht es primär um die Perspektiven wichtiger europäischer Märkte: Was sind die politischen Rahmenbedingungen, wie haben und werden sich Förderinstrumente entwickelt bzw. entwickeln? Welche Ausbauziele verfolgen welche Länder und welche Rahmenbedingungen hinsichtlich Nutzung, Verfügbarkeit und Bedarf gibt es? Die Studie beschäftigt sich nicht mit einzelnen Herstellern. Ebenso können nicht sämtliche Facetten der Energiewirtschaft beleuchtet werden. Kapazitätsmärkte, Emissionszertifikate sowie Intelligente Stromnetze, so genannte Smart-Grids, werden ebenso wenig im Detail behandelt wie die Themen Elektromobilität und Speicher. Gleichwohl sind alle diese Themenfelder für die weitere Entwicklung durchaus maßgeblich. Prinzipiell von hoher Relevanz ist das Thema Kosten. Für die Antwort auf die Frage, was denn Strom aus Windenergie eigentlich kostet, gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Herangehensweisen, die ebenso selbstverständlich ihre Daseinsberechtigung haben, wie sie vielfach interessengetrieben betrachtet werden. Diese Studie beschränkt sich derweil auf eine vom Prinzip verbreitete Berechnung der so genannten Stromgestehungskosten, die die durchschnittlichen Kapitalkosten berücksichtigt. Damit tragen wir zum einen der hohen Relevanz der Anfangsinvestition Rechnung, zum anderen können wir aber auch unsere Expertise aus der Projektfinanzierung einbringen.

Es dürfte unstrittig sein, dass alles was mit dem Thema Energieversorgung zu tun hat, in besonderem Maße eine politische Dimension hat. Ob der Fokus dabei gerade einmal mehr auf ökologischen oder auf ökonomischen Aspekten liegt, variiert in Abhängigkeit von mehr oder minder tagesaktuellen Ereignissen sowie der individuellen Situation von Ländern, Institutionen und Verbrauchern. Eine Abgrenzung ist hier fast beliebig möglich.

Unzweifelhaft ist ebenso die große gesellschaftliche Unterstützung der Energiewende. Neben ökologischen Aspekten sorgen auch politische Krisen in unterschiedlichsten Regionen der Erde für ein zunehmendes Interesse an einer Unabhängigkeit vom Import fossiler Energierohstoffe. Auch aufgrund dieser Ziele ist der Umbau der Energieversorgung auf nationaler und auch auf europäischer Ebene in rechtlichen Vorgaben verankert. In der europäischen Dimension spielt auch die Schaffung eines barrierefreien Binnenmarkts eine wichtige Rolle. Insofern ist der grenzüberschreitende Ausbau der Stromnetze gleichermaßen im Kontext steigender technischer Anforderungen, die vor allem eine Folge des zunehmenden Anteils prinzipiell schwankender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind, und einer stärkeren Integration liberalisierter Strommärkte zu sehen.

Während der elektrische Strom aus Windkraft dank des weiteren Preisverfalls und immer effizienterer Technik der Anlagen weiter billiger werden dürfte, ist bei fossilen Energieträgern zumindest mittel- bis langfristig ein Anstieg der Erzeugungskosten zu erwarten. Schon heute ist Onshore-Wind unter günstigen Standortbedingungen wettbewerbsfähig. Und schon heute dämpft Windstrom dank des Merit-Order-Effekts, der die Einsatzrangfolge der jeweils günstigsten

---

Kraftwerke beschreibt, an windreichen Tagen den Preis an den Strombörsen. Langfristig wird die Windkraft einen wichtigen Beitrag zu einem bezahlbaren Energiemix leisten.

Dennoch sind die Kosten zweifellos das am kontroversesten diskutierte Element der Energiewende. Die unterschiedlichen Kostenstrukturen von fossilen Kraftwerken auf der einen und Erneuerbaren Energien wie Windkraft auf der anderen Seite sollten sich im Wettbewerb miteinander beweisen. Dabei müssen Erstgenannte in der Betriebsphase neben den Investitionskosten auch die Brennstoffkosten sowie die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissions-Zertifikate mit der Stromproduktion erwirtschaften. Bei Windenergieanlagen sind neben den Investitionskosten lediglich relativ geringe Aufwendungen für Wartung sowie Pacht und Verwaltung zu berücksichtigen. Zu einer ehrlichen Betrachtung der Kosten gehören zudem die Umweltbelastungen durch Abgasemissionen, Versicherungs- oder Vorsorgeaufwendungen für mögliche Unfälle sowie den Rückbau der Anlagen. Auch bei Windenergieanlagen fallen nach der Betriebsphase Kosten für den Abbau an. Der Aufwand für fossile Kraftwerke ist aber wegen entstandener Umweltbelastungen in der Regel um ein Vielfaches höher. Bei Kernkraftwerken ist dies noch problematischer. In beeindruckender Weise haben dies gerade die großen Versorger in Deutschland betont, indem sie ein Einbringen der Kernkraftwerke in eine Art öffentlichen Altlastenfonds vorschlugen. Die besonderen Risiken dieser Technologie treten zwar zahlenmäßig nicht häufig auf, die Katastrophen in Tschernobyl und Fukushima haben aber auf schreckliche Art und Weise ihr vernichtendes Potenzial für Mensch und Umwelt bewiesen. Die ökonomischen Schäden sind so immens, dass sie versicherungsmathematisch kaum darstellbar sind. Die Kosten solcher Katastrophen werden also letztlich sozialisiert.

Die Forderung nach einer ökonomischen Integration von Windenergie und anderen Erneuerbaren Energien in den Energieversorgungsmix ist gerechtfertigt. Der Ausbau darf dabei eine sichere Energieversorgung nicht gefährden. Bei der Auswahl geeigneter Standorte sind neben Windbedingungen, die zunächst aus Effizienzgründen maßgeblich sind, auch Netz- bzw. Verbrauchsüberlegungen zu berücksichtigen, die letztlich eine gewisse Dezentralität unterstützen. Folgerichtig werden daher rechtliche Rahmenbedingungen und Förderregime immer wieder an aktuelle Gegebenheiten angepasst.

Das deutsche Erneuerbare Energien Gesetz (EEG; eigentlich „Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien“) hat mit festen Einspeisevergütungen international viele Nachahmer gefunden. Heute gelten in weit über 100 Ländern Regularien zur Förderung Erneuerbarer Energien. Der unbestreitbare Vorteil fester Vergütungen besteht in der hohen Ertragsicherheit aus Investorensicht, die sich günstig auf die Kapitalkosten auswirkt. Dennoch führt jede staatliche Unterstützungsmaßnahme früher oder später zu Fehlallokationen. Der Spagat zwischen dem angestrebten weiteren Ausbau und der Begrenzung von Kosten und möglicher Überförderung zieht einen laufenden Anpassungsprozess in den Förderregimen nach sich.

So wird zusehends auf eine Direktvermarktungskomponente und auf inverse Auktionsverfahren – vielfach auch als Tendersverfahren bezeichnet – gesetzt. Bei der Direktvermarktung muss sich der Anlagenbetreiber selbst um die Vermarktung des produzierten Stroms kümmern. Häufig kommen dabei langfristige Abnahmeverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs), zum Einsatz. Die Tendersverfahren implizieren im Prinzip ebenfalls ein PPA. Der Preis für die Vergütung wird aber in einer Auktion bestimmt, bei der der Projektentwickler zum Zuge kommt, der die Realisation eines definierten Projektes zum günstigsten Strompreis verspricht.

Für die erfolgreiche Vermarktung von Windstrom sind präzise Prognosen über die Stromproduktion der nahen Zukunft von erheblichem Wert; insbesondere weil die Strompreise am Spotmarkt bei Überangebot auch negativ werden können. Dies bedeutet für den Vermarkter einen wirtschaftlichen Nachteil. Insofern sind Windparks mit sehr konstanten Erträgen wertvoller. Vor diesem Hintergrund sind zum einen die Weiterentwicklungen bei den Turbinen zu sehen. Im-

mer bessere Anlagen können auch bei schwächeren Windverhältnissen ein gutes und gleichmäßiges Auslastungsniveau erreichen. Zum anderen ist in diesem Kontext die Entwicklung der Offshore-Windparks zu sehen. Diese erreichen ihre Profitabilität trotz signifikant höherer Kosten durch einen wesentlich höheren Stromertrag und weisen dabei ein deutlich konstanteres Produktionsprofil auf.

Die Erschließung von Offshore-Standorten und die zunehmende Nutzung von Schwachwindstandorten sind nicht die einzigen Treiber des globalen Windmarktwachstums. Während in Ländern wie Deutschland oder Dänemark inzwischen alte, leistungsschwache Windenergieanlagen an attraktiven Standorten im Rahmen von Repowering-Projekten durch größere, modernere Anlagen ersetzt werden, entdecken immer mehr Länder die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung für sich. Für viele Länder ist die Windkraft dabei der Schlüssel, um auf umweltverträgliche Art und Weise den wachstumsbedingt steigenden Energiehunger zu stillen.

Vor diesem Hintergrund sind wir trotz der bereits hohen Basis sehr zuversichtlich, dass die weltweit installierte Leistung bis 2018 um durchschnittlich gut 13% p.a. ansteigt. Bis 2023 halten wir fast eine Verdreifachung der installierten Leistung im Vergleich zu 2013 für möglich. Für Europa erwarten wir angesichts des bereits vergleichsweise hohen Ausgangsniveaus „nur“ eine jährliche Zunahme der installierten Leistung bis 2018 um durchschnittlich fast 10%. Für 2023 gehen wir von einer 2,4-fach höheren Kapazität aus.

Dieser aggregierte Ausblick auf den europäischen Windmarkt wird in dieser Studie anhand der Windmärkte in 17 Ländern Europas ausführlicher beschrieben. Dabei liegt der Schwerpunkt der Analyse auf den jeweiligen landesspezifischen Fördersystemen.

Als Fazit lässt sich bereits vorab feststellen: Die Windkraft wird auch in den nächsten Jahren ihre Erfolgsgeschichte fortschreiben.

# 1 Entwicklung der Windenergie

## 1.1 Aktuelle Entwicklungen Global

Die Erfolgsgeschichte der Windenergie geht weiter. Kritiker könnten jedoch anmerken, dass die Ausbauentwicklung im vergangenen Jahr schwächer verlief als in den Vorjahren mit einem Durchschnittswachstum von über 20% in den drei Jahren zu vor. So wurden nach Angabe des Global Wind Energy Councils (GWEC) 2013 weltweit Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 35,3 GW installiert, womit sich der Bestand per Jahresende um 12,5% auf 318,1 GW erhöht hat. Damit ist die Entwicklung immer noch als erfolgreich zu bezeichnen, auch wenn die Wachstumsdynamik damit nicht nur aufgrund des Basiseffekts hinter den Vorjahren zurück blieb.

Der Rückgang des Wachstums ist insbesondere auf den Einbruch auf dem US-amerikanischen Markt zurückzuführen, wo gerade einmal 1,1 GW neu ans Netz gingen; 2012 wurden hier noch 13,1 GW in Betrieb genommen. Für die Rangliste des höchsten Kapazitätsausbaus reichte es für den Vorjahres-Ersten damit nur noch für Platz 6. Stattdessen übernahm China mit 16,1 GW erneut die Spitzenposition. Der Kapazitätsausbau im Reich der Mitte machte 2013 45,6% der weltweit neu installierten Leistung aus. Der deutsche Windmarkt erreichte im gleichen Jahr mit 3,2 GW eine neue Bestmarke im Ausbau; weltweit reichte dies für Rang zwei. Die Plätze drei, vier und fünf nahmen Großbritannien (1,9 GW), Indien (1,7 GW) und Kanada (1,6 GW) ein.

An den Ausbauzahlen für das Jahr 2013 lässt sich der in unserer letzten Branchenstudie Windenergie konstatierte Trend, dass der Markt weiter an regionaler Breite gewinnt, nur begrenzt nachvollziehen. Allerdings zeigen die Zahlen nur, was in 2013 an Kapazitäten ans Stromnetz angeschlossen wurde. Im Bau befindliche oder zumindest auf den Weg gebrachte Projekte fallen in diesem Zahlenwerk aus dem Fokus. Gleichwohl gab es auch zahlenmäßig erfasste Erfolge. In den Statistiken des Global Wind Energy Council (GWEC) für 2013 haben beispielweise Brasilien und Polen in den letzten beiden Jahren die installierte Gesamtkapazität mehr als verdoppelt, in Pakistan fand im selben Zeitraum ein Ausbau von 6 auf 106 MW statt. Äthiopien vollzog gar einen Start der elektrischen Nutzung von Windenergie von Null auf 171 MW. Der globale Trend zur Nutzung Erneuerbarer Energien spiegelt sich auch erneut im aktuellen Renewables 2014 Global Status Report der Initiative REN21 wider. Danach haben Anfang 2014 144 Staaten (+26 ggü. Anfang 2012) nationale energiepolitische Ziele formuliert, 138 haben Fördermodelle, oftmals in Form von Einspeisetarifen, zur Förderung Erneuerbarer Energien geschaffen. Mehr als zwei Drittel dieser Länder sind Entwicklungsländer. Die neu geschaffenen Rahmenbedingungen werden vor allem am Aufbau großer Windparks sichtbar. So sind derzeit in Ländern wie Südafrika oder Uruguay, die bisher nahezu keine Relevanz in der Betrachtung weltweiter Kapazitäten hatten, teilweise mehrere 100 MW im Bau oder in der konkreten Entwicklungsphase. Auf Zehnjahressicht werden in Südafrika mehr als 5 GW erwartet. Ähnliches ist in einigen asiatischen Ländern zu beobachten. Außerdem findet in Europa immer mehr Leistungsausbau abseits der alten Kernmärkte statt. Beispiele hierfür sind Polen, Schweden oder die Türkei.

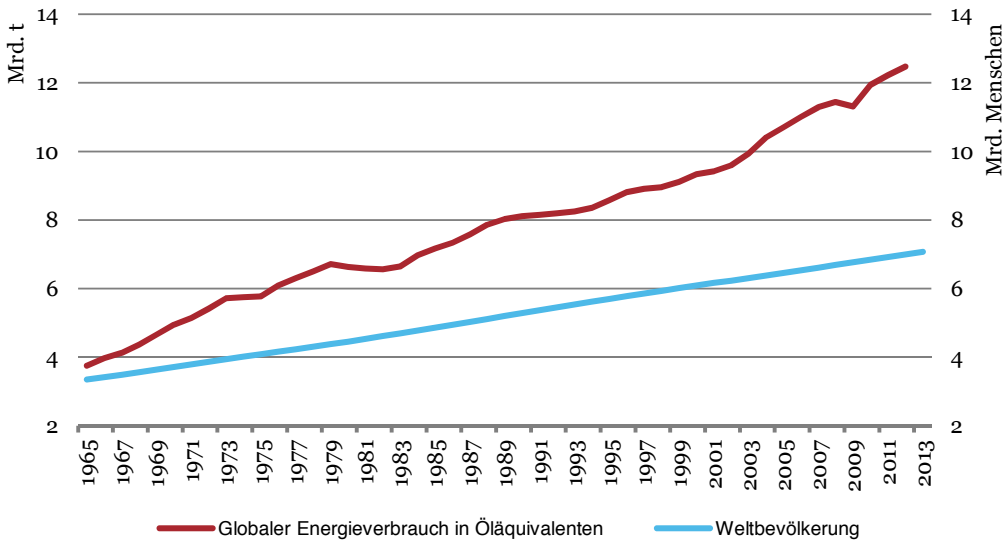
Bei den etablierteren Windmärkten sind ebenfalls Verschiebungen zu beobachten. Wurden vorerst die küstennahen Standorte aufgrund attraktiver Windbedingungen für die Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) bevorzugt, so werden inzwischen vermehrt Anlagen an Schwachwindstandorten sowie Offshore-Windparks errichtet. Ein Grund für diese Entwicklung ist in beiden Fällen, dass günstige küstennahe Onshore-Standorte immer seltener verfügbar sind. Für die Offshore-Windkraft spricht insbesondere die höhere Konstanz der Stromerträge. Vorteile der Schwachwindstandorte sind einerseits vielfach die Nähe zu den Stromverbrauchern, andererseits sind mit großen Nabenhöhen und speziell für Schwachwindstandorte konzipierten Turbinen die Ertragspotenziale ebenfalls auskömmlich. Bei der Nabenhöhe gilt grundsätzlich die Faustregel, dass ein Meter zusätzliche Nabenhöhe den Energieertrag um 1% steigert, allerdings wird der Zugewinn bei heute durchaus gebräuchlichen Nabenhöhen weit jenseits der 100-Meter-Marke etwas geringer. Beim Rotordurchmesser geht mit einer Verdopplung ungefähr eine Vervierfachung des Ertrags einher. Im Rahmen von Repowering-Maßnahmen ersetzen zudem größere, modernere Anlagen ältere, leistungsschwächere Anlagen an küstennaheren Standorten. Der Ausbau der Windenergie wird sich vor diesem Hintergrund selbst in etablierten Märkten wie Deutschland in nennenswertem Umfang fortsetzen.

### 1.1.1 Globale Einflussfaktoren

Global gewinnt die Windenergie für die Stromerzeugung zusehends an Bedeutung. Dies hat mehrere Ursachen, die regional unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Neben einem steigenden oder sich verändernden Energiebedarf sind dies zunächst ökologische Ziele, aber auch ökonomische und politische Aspekte sprechen für Investitionen in Windkraft.

Ein globaler Aspekt ist und bleibt der steigende Energiebedarf infolge des weltweiten Bevölkerungswachstums. Hinzu kommt ein steigender Wohlstand in vielen Schwellenländern. Der jährliche Pro-Kopf-Stromverbrauch ist vor allem in den USA mit über 13 MWh, aber auch in Deutschland oder Frankreich mit knapp bzw. gut 7 MWh noch deutlich höher als in China mit etwa 3 MWh oder in Indien mit nur 1 MWh. Seit 1965 ist der weltweite Energiebedarf (gemessen in Öl-äquivalenten) um durchschnittlich 2,6% p.a. gestiegen, während die Weltbevölkerung um durchschnittlich 1,6% wuchs.

### Weltweiter Energieverbrauch und Entwicklung der Weltbevölkerung



Quellen: BP Statistical Review, US Census Bureau, 2014

Der langfristige Wachstumstrend beim Energieverbrauch wird sich folglich in den nächsten Jahren aller Voraussicht nach fortsetzen. Das Thema Energieeffizienz, das in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen hat, wird diese Entwicklung lediglich abmildern, aber kaum in nennenswertem Umfang aufhalten. Temporär zu beobachtende Schwankungen in Abhängigkeit von der weltwirtschaftlichen Situation wird es auch zukünftig geben. Investitionsentscheidungen im Bereich der Energieversorgung haben aber eine längere Tragweite als diese vergleichsweise kurzfristigen Dämpfer.

Für sehr gut möglich halten wir eine Verschiebung der Anteile der verschiedenen Energieträger. Hierzu könnte zum Beispiel eine teilweise Substitution der Nutzung von Ölprodukten im Verkehrssektor durch elektrische Energie beitragen. Gleichzeitig gibt es erfolgversprechende Ansätze, überschüssigen Strom aus regenerativen Energiequellen entweder in Form von synthetisch hergestelltem Gas oder Wasserstoff zu speichern und damit als Brennstoff nutzbar zu machen. Und zweifellos schreitet auch die Entwicklung einer verlustarmen Speicherung von Strom in Batterien (technisch präzise müsste man von Akkumulatoren sprechen) voran. Diese Aspekte bieten zweifellos Raum für eine eigene Studie, sie kehren aber den Trend für einen steigenden Energiebedarf nicht um, sondern eröffnen zusätzliche Nutzungsspielräume für regenerativ erzeugten Strom.

Die fossilen Energieträger, mit denen der Energiebedarf in der Vergangenheit zu weiten Teilen gedeckt wurde, bringen sowohl bei der Rohstoffförderung als auch beim Verbrauch erhebliche ökologische Belastungen und Risiken mit sich. Unter dem Stichwort „Global Warming“ werden Wetterextreme weltweit mit den Abgasemissionen der industrialisierten Welt in Verbindung gebracht. Die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko in 2010 und die Reaktorkatastrophe in Japan in 2011 offenbaren die versicherungsmathematisch nur schwer bewertbaren Risiken. Mit konkreter werdenden Plänen zur Stilllegung und dem Rückbau von Kernreaktoren rücken auch die damit verbundenen enormen Kosten in den Fokus. Vor diesem Hintergrund ist politischer Handlungsdruck entstanden. So hat das deutsche Wort Energiewende auch Einzug in den angelsächsischen Sprachgebrauch gefunden. In vielen Ländern ist ein Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, in weiteren liegen zumindest Pläne für Neubauvorhaben auf Eis. Seit Anfang 2011 sind weltweit zwar noch 16 neue Reaktoren in Betrieb genommen worden, dafür wurden jedoch 22 abgeschaltet. Diese Zahlen mögen auf den ersten Blick noch nicht die globale Abkehr von der Kernenergie unterstreichen. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass der Bau von Kernkraftwerken regelmäßig viele Jahre dauert und bereits im frühen Stadium horrenden Summen investiert werden. Gepaart mit dem in vielen Ländern stark wachsenden Energiebedarf ist ein Ausstieg aus dem bereits laufenden Kraftwerksbau vielfach keine realistische Option.



Auch wenn global in den führenden Industrienationen ebenso wie in vielen Schwellenländern ein Bekenntnis zu einer umweltverträglicheren, nachhaltigeren Energieversorgung zu vernehmen ist, muss die internationale Beschlusslage zu diesem Thema als enttäuschend bezeichnet werden. Ende 2012 wäre formal das Kyoto-Protokoll ausgelaufen, in dem bisher die einzigen bindenden Klimaschutzziele formuliert sind. Ohnehin erfasste das Kyoto-Protokoll nur noch etwa 15% der globalen Treibhausgasemissionen. Bis spätestens 2020 von den Vereinten Nationen ein neuer Weltklimavertrag beschlossen wird, gilt das Kyoto-Protokoll übergangsweise weiter. Für den neuen Vertrag sind vor allem der Umfang und die Verteilung der künftigen Treibhausgas-Reduktionen, die Einbindung von Schwellen- und Entwicklungsländern in die Reduktionsverpflichtungen sowie die Höhe der Finanztransfers immer noch strittig.

Innerhalb der Europäischen Union (EU) schlägt die Europäische Kommission (kurz: EU-Kommission) in ihrer Mitteilung zum „Rahmen für die Klima - und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030“ sowohl ein EU-internes Treibhausgas-Minderungsziel für 2030 in Höhe von minus 40 % gegenüber 1990, als auch einen Mindestanteil erneuerbarer Energien von 27% am Verbrauch vor.

Doch nicht nur Klimaschutzaspekte sind ein Argument für Erneuerbare Energien. Losgelöst von den zuvor genannten ökologischen Belastungen und Risiken beim Abbau und beim Einsatz ist auch die Verfügbarkeit der Rohstoffe für die konventionelle Stromerzeugung nicht unbegrenzt gegeben. Die Ausbeute von Rohstoffquellen schreitet voran. Selbst wenn Öl noch viele Jahrzehnte verfügbar sein wird (bei Kohle, Gas, Uran werden derzeit Reichweiten von teilweise weit über 100 Jahren prognostiziert), ist bereits heute erkennbar, dass der finanzielle und technische Aufwand zum Erschließen von Rohstoffquellen deutlich zunimmt: Offshore-Bohrungen in extremen Wassertiefen, Öl- und Gasgewinnung aus Schiefer oder Ölsanden erfordern den Einsatz immer anspruchsvollerer Fördertechniken und führen zu steigenden Kosten und größeren Risiken in der Exploration.

In diesem Zusammenhang gewinnen die Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und die Windkraft im Besonderen unter wirtschaftlichen Aspekten an Bedeutung. So stehen tendenziell rückläufige Gesteinskosten für regenerativ erzeugten Strom (im Folgenden EE-Strom) steigenden Preisen für fossile Energierohstoffe gegenüber (vgl. Kapitel 1.2.3 Energiepreise).

Ein weiterer Aspekt bei der Deckung des Energiebedarfs ist die Versorgungssicherheit. Die unstete Verfügbarkeit von Wind und Sonne wird meist als Schwäche der Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien gesehen. Dem entgegen steht bei konventioneller Energieerzeugung die Rohstoffabhängigkeit von Staaten oder Regionen, die sich in der Vergangenheit häufig leider nicht als Hort politischer Stabilität gezeigt haben. Das Thema begleitet uns seit Jahren, auch wenn die gerade im Fokus stehenden Krisenherde wechseln. Galt vor zwei Jahren das Augenmerk vor allem dem Iran, so geben gegenwärtig die jüngsten Entwicklungen im Irak wieder Anlass zur Sorge. Doch auch – gewissermaßen vor unserer Haustür – gibt es politische Krisen mit erheblicher Relevanz für die Energieversorgung. Die seit Jahresbeginn zusehends eskalierte Krise zwischen der Ukraine und Russland bedroht die Gasversorgung Westeuropas aus Russland. Mit der zunehmenden Nutzung von Windenergie nimmt die Abhängigkeit vom Import von Energierohstoffen ab, gleiches gilt natürlich auch für die Solarenergie sowie nachwachsende Rohstoffe. Dieses bleibt nicht ohne Wirkung auf die Handelsbilanzen der jeweiligen Länder. Die lokale Wertschöpfung beim Ausbau der Windenergie und sonstiger Erneuerbarer Energien auf der einen Seite sowie die Ersparnisse bei den Importen konventioneller Rohstoffe auf der anderen Seite machen deutlich, warum das Thema Erneuerbare Energien der gegenwärtigen Staatsverschuldungsdebatte nicht gänzlich zum Opfer fällt.

### **1.1.2 Wachstumsmärkte außerhalb Europas kurz dargestellt**

Auch außerhalb Europas spielt die Begrenzung der Importabhängigkeit von Energierohstoffen in vielen Ländern, die in den Ausbau erneuerbarer Energien investieren, eine entscheidende Rolle. Dies gilt insbesondere für den Windmarkt Nr. 1: China. Wie eingangs bereits dargestellt, entfallen mehr als 45% der 2013 weltweit neu installierten Leistung auf das Reich der Mitte. Mit 16 GW wurde zwar das Vorjahresniveau von 13 GW deutlich übertroffen, gleichzeitig aber die Rekordniveaus aus 2010 und 2011 mit 19 respektive 18 GW nicht ganz erreicht. Erfreulich ist jedoch, dass sich bei der Entwicklung eine Verstetigung auf hohem Niveau beobachten lässt. 2013 erzeugte China mit Windkraft 134,9 Mrd. kWh Strom, ein Plus von 34% gegenüber dem Vorjahr aber erst 2,6% der gesamten Stromerzeugung des Landes. Möglich wurde diese Entwicklung neben dem Ausbau der Erzeugungskapazität auch durch Verbesserungen in den Stromnetzen, insgesamt gelten diese aber immer noch als Engpassfaktor.

Die noch immer sehr dynamische wirtschaftliche Entwicklung des bevölkerungsreichsten Landes führt zu einem stark wachsenden Energiebedarf. Die chinesische Zentralregierung setzt zur Bedienung des Bedarfs auf einen Energieerzeugungsmix aus konventionellen sowie regenerativen Energien. Neben der Energieversorgung ist dabei auch der Aufbau einer eigenen Industrie von Bedeutung. So kommen heute mit Goldwind, United Power und Mingyang drei der zehn größten Windenergieanlagenhersteller aus China. Die Gesamtkapazität hat mit 91,4 GW zum Jahreswechsel bereits das ursprünglich für 2015 anvisierte Ziel von 90 GW erreicht. Vor diesem Hintergrund wurden inzwischen neue Zielmarken von 150 GW und 200 GW formuliert, die in 2017 bzw. 2020 erreicht werden sollen. Nach den jüngsten Ausbauzahlen sind auch diese Ziele wohl nicht all zu ambitioniert. Die Förderung von Windkraft läuft seit 2009 über ein Einspeiseprämien-system, dessen Kosten ähnlich dem deutschen Modell auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Die Abrechnungsmodalitäten wurden vor zwei Jahren von einer jährlichen auf quartalsweise Zahlungen umgestellt. Die Höhe der Förderung ist abhängig von der Qualität des Standortes und der Provinz.

Der gemessen am Bestand zweitgrößte Windmarkt der Welt, die Vereinigten Staaten von Amerika, blickt auf einen sehr bescheidenen Kapazitätsausbau in 2013 zurück. Mit neu installierter Leistung von 1,1 GW in 2013 nach 13,1 GW im Vorjahr zeigen sich die als „boom-and-bust-cycle“ bezeichneten Auswirkungen der unstetigen Förderung per Production Tax Credit (PTC) all zu deutlich. Der PTC wurde in der Vergangenheit immer wieder nur für wenige Jahre verlängert, was temporär zu erheblichen Einbrüchen führte. Der Einbruch in 2013 war daher erwartet worden (vgl. Branchenstudie Windenergie 2012 der HSH Nordbank). Für die kommenden Jahre erwarten wir mit einer Neuauflage dieses Förderinstruments erneut Wachstumszahlen, die angesichts der Größe des amerikanischen Markts international ein Spitzenniveau bedeuten. So waren nach Angaben des amerikanischen Windverbandes AWEA per Ende Juni 2014 WEA mit einer Gesamtkapazität von mehr als 14,6 GW im Bau. Leider ist bis zum Redaktionsschluss noch keine Verlängerung bzw. Neuauflage des PTC oder ein alternatives Förderregime beschlossen worden. Allerdings gibt es in einigen Bundesstaaten individuelle Förderinitiativen. Auf Bundesebene hat Präsident Obama im Juni 2014 auf Basis eines alten Gesetzes eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen binnen 15 Jahren um ein Drittel angeordnet, womit er zumindest einen Richtungshinweis abgegeben hat.

Auch wenn dies – wie eingangs dargestellt – nicht an den Ausbauzahlen 2013 ablesbar ist, besteht erfreulicherweise ein Trend in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern zur verstärkten Nutzung der Windenergie. Dies wird man in den nächsten Jahren beispielsweise in Brasilien beobachten können, wo laut GWEC Installationen von etwa 4 GW anstehen, oder in Südafrika, wo die Projektpipeline per Ende 2013 auf fast 2 GW beziffert wird.

## **1.2 Aktuelle Entwicklungen in Europa - Umbau der Förderregime**

Das Bekenntnis zu einer Energiewende ist europaweit – wenn auch unterschiedlich stark ausgeprägt – vorhanden. Über die sinnvolle Ausgestaltung von Förderbedingungen für Erneuerbare Energien gehen Wege und Meinungen aber auseinander. Gleichzeitig gilt es stets, eine EU-Rechtskonformität zu wahren. Die EU-Kommission steht nationalen Alleingängen prinzipiell eher ablehnend gegenüber. So wird auch das deutsche EEG kritisch gesehen. Einerseits richtet sich die Kritik gegen die Umlagesystematik und dabei vor allem gegen bestehende Ausnahmen, andererseits stand zuletzt die Frage im Raum, ob die auf nationale Erzeugung beschränkte Förderung eine unzulässige Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit sei. Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat Anfang Juli 2014 entschieden<sup>1</sup>, dass die Mitgliedstaaten der Europäischen Union nicht verpflichtet sind, die in anderen EU-Ländern erzeugte Erneuerbare Energie finanziell zu fördern. Zwar erkennt der EuGH an, dass „Stromeinfuhren aus anderen Mitgliedsstaaten“ behindert würden, allerdings sei „diese Beschränkung durch das im Allgemeininteresse liegende Ziel gerechtfertigt ..., die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu fördern, um die Umwelt zu schützen und die Klimaänderung zu bekämpfen“.

Während diese Entscheidung zumindest aus juristischer Perspektive für Sicherheit sorgt, bleiben wirtschaftliche Fragestellungen ein kritischer Faktor in der Weiterentwicklung nationaler Fördersysteme. Noch immer befinden sich viele Länder im wirtschaftlichen Krisenmodus. Und auch bei den wirtschaftlich stärkeren Ländern Europas werden die Kosten für „grünen“ Strom kritisch betrachtet – wobei eine faire Auseinandersetzung mit den indirekten Kosten konventioneller Stromerzeugungsformen oftmals ausbleibt. So wurde die Entwicklung der Verbraucherstrompreise im deutschen Bundestagswahlkampf 2013 sehr einseitig thematisiert. Der Ausblick auf möglicherweise weiter steigende Strompreise ruft in vielen Ländern Politiker auf den Plan, der drohenden Entwicklung Einhalt zu gebieten. Die Kernaussage der Kritiker lautet: Die Erneuerbaren Energien verteuerten den Strompreis für private und gewerbliche Verbraucher. Insbesondere bei energieintensiven Industrien drohe so ein Wettbewerbsnachteil. Die reflexartige Forderung vieler Politiker lautet daher, die Erneuerbaren Energien müssten „erwachsen“ werden und sich dem Wettbewerb stellen. Als Herausfor-

---

<sup>1</sup> Az: C-573/12

derung sind dabei die sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen von fossilen und erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zu sehen. In den folgenden Kapiteln sind daher wesentliche Varianten bzw. Aspekte beschrieben.

### **1.2.1 „Grüne Zertifikate“ als Alternative zur Einspeisevergütung**

Eine etablierte Alternative für prinzipiell starre Einspeisevergütungssysteme ist die Förderung über „grüne Zertifikate“. In vielen Ländern, wie beispielsweise Großbritannien oder Schweden (vgl. Länderbeschreibung) ist dieses Förderregime seit Jahren Praxis. Grundsätzlich wird in diesem Modell der regenerativ erzeugte Strom direkt vermarktet, steht also im Wettbewerb aus Angebot und Nachfrage. Je nach Land und Technologie gibt es ergänzend eine bestimmte Anzahl an Zertifikaten. Energieversorger müssen eine festgelegte, in der Regel von Jahr zu Jahr ansteigende Quote regenerativ erzeugten Stroms anhand dieser Zertifikate nachweisen. Abhängig vom tatsächlichen Energieerzeugungsmix und der Stromnachfrage unterliegen die Preise der Zertifikate teilweise erheblichen Schwankungen.

Da die Schwankungen der Zertifikatspreise und abhängig von der Vermarktungsart auch der erzielbare Strompreis aus Investorensicht Risiken darstellen, ist die Renditeerwartung in diesen Märkten höher. Unterm Strich müsste daher die Summe aus Vermarktungserlös und Zertifikatspreis in der Regel höher sein als feste Einspeisevergütungen. In einigen Ländern, wie z.B. Schweden, sind die Zertifikatspreise zuletzt allerdings so unter Druck geraten, dass die Erträge unter denen vergleichbarer Länder mit festen Vergütungssätzen lagen.

Kritisches Element bleibt die Vermarktung des EE-Stroms selbst. Eine Vermarktung über Spot-Märkte (vgl. Kapitel 1.2.3 Energiepreise) ist prinzipiell herausfordernd, da an diesen die Strompreise grundsätzlich vor allem dann unter Druck geraten, wenn besonders viel regenerativ erzeugter Strom das Angebot erhöht. Der so genannte Merit-Order-Effekt beschreibt den volkswirtschaftlich logischen Effekt, dass bei Angebotsüberschüssen günstiger Strom teuren aus dem Markt drängt. Da für die kurzfristige Preisbildung aber die variablen Kosten und somit nicht die Investitionskosten maßgeblich sind, ist beispielsweise mit WEA erzeugter Strom einem fossilen Kraftwerk, das ja Brennstoffkosten sowie Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissions-Zertifikate hat, in jedem Fall überlegen. Somit werden die Erneuerbaren Energien gewissermaßen Opfer des eigenen Erfolgs, weil sie – wie eingangs dargestellt – mit steigendem Stromangebot für sinkende Preise sorgen.

Für längerfristige Abnahmeverträge mit festgelegten Abnahmepreisen ist ebenfalls entscheidend, wie mit zeitlich auseinandergehenden Spitzen in Angebot und Nachfrage umgegangen wird. Da das Thema Speicherung von Strom technisch und wirtschaftlich extrem schwierig ist, sind möglichst präzise Prognosen über den zu erwartenden Stromertrag (in den nächsten Stunden und Tagen) von besonderer Bedeutung. Insbesondere Atom- und Kohlekraftwerke haben eine erhebliche Reaktionszeit im An- und Herunterfahren, weshalb bei diesen Kraftwerkstypen ein kurzfristiges Reagieren auf Angebotsengpässe oder -überschüsse schon aus technischen Gründen nicht möglich ist. Auch in Folge dieser technischen Reaktionsträgheit nimmt die Ausprägung von Strompreisschwankungen zu. Dass Strom temporär zu negativen Preisen ins Ausland abgegeben wird, ist die Folge dieser technischwirtschaftlichen Konstellation. Es liegt auf der Hand, dass es wirtschaftlich vorteilhaft ist, derartige Phasen des Marktungleichgewichts durch gute Prognosen zu vermeiden.

Aufgrund des Nachteils einer unsicherheitsbedingt höheren Renditeerwartung, die kostentreibend wirkt, sind Zertifikatesysteme aus heutiger Sicht keine sinnvolle Alternative, wenn es darum geht, Fördersysteme mit festen Einspeisevergütungen marktwirtschaftlicher zu gestalten. Eine mögliche Lösung sind Zuschlagsmodelle, bei denen die Betreiber von WEA den produzierten Strom direkt vermarkten müssen. Um das daraus resultierende Ertragsrisiko zu mitigieren, wird ein Differenzausgleich zwischen Marktpreis und Vergütungssatz gezahlt. Der Anreiz für eine effiziente Vermarktung mit möglichst exakter Ertragsprognose ergibt sich aus der Chance, in der Vermarktung einen höheren Preis zu erzielen als der im Mittel erzielbare Marktpreis, der die rechnerische Basis für die Differenzvergütung ist. Diese Weiterentwicklung weg von festen Einspeisetarifen hin zu einer Differenzvergütung vollzieht auch das deutsche EEG mit der jüngsten Novelle.

### **1.2.2 Stromabnahmeverträge als Alternative zur Einspeisevergütung**

Unabhängig von gesetzlichen oder vertraglichen Rahmenbedingungen wird die Einspeisung von Windstrom abgesehen von kleineren Steuerungseingriffen zur Gewährleistung der Stromnetzstabilität primär vom Windaufkommen bestimmt. Hierzu gibt es langfristige Erwartungswerte und kurzfristige Prognosen. Dennoch ist die Stromerzeugung hinsichtlich Zeit und Menge letztlich nicht exakt planbar. Sofern Strom nicht zu festen Vergütungssätzen abgenommen werden muss, sind langfristige Stromabnahmeverträge – sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs) – eine sinnvolle Basis für den wirtschaftlichen Betrieb von WEA.

Dabei wird das Risiko schwankender Strompreise vom Anlagenbetreiber auf den Abnehmer übertragen. Dieses Risiko lässt sich der Abnehmer natürlich durch einen entsprechend geringeren als durchschnittlich erwarteten Strompreis indirekt vergüten. Darüber hinaus ist die Zielsetzung des Abnehmers, durch die Kombination von Stromerzeugungskapazitäten aus unterschiedlichen Technologien oder Regionen einen Ausgleich zu schaffen, der das Angebot der Stromnachfrage möglichst anpasst. Interessant ist dabei auch die Einbindung von Großverbrauchern, die beispielsweise den Stromverbrauch großer Kühllager zeitlich ein Stück weit steuern können.

Relativ viel Erfahrung mit PPAs haben die USA, wo die Errichtung von WEA über eine Investitionskostenhilfe in Form des Production Tax Credits (PTC) erfolgt. Die vereinbarten langfristigen Abnahmepreise variieren regional und abhängig von den Marktbedingungen zum Abschlusszeitpunkt stark. Beispielhaft nennt die amerikanische Vereinigung Windustry für den Staat Minnesota Sätze zwischen 4,0 und 6,4 US-Cent per kWh - Beträge, die in jedem Fall weit unter den Vergütungssätzen des EEG liegen, aber nur durch eine zusätzliche staatliche Förderung in Form des PTC möglich sind.

Die PPAs haben in der Regel eine Laufzeit zwischen 15 und 25 Jahren, aber auch kürzere Laufzeiten sind insbesondere in Europa zu beobachten. Verlängerungsoptionen sind ebenso üblich wie diverse Klauseln, die einen Vertragsabbruch bei Nichterreichen gewisser Vorbedingungen wie technische Prämissen oder ergänzender Förderzusagen ermöglichen. Zudem ist in den Verträgen zu klären, wie mit stromnetzbedingten Abschaltzeiten und den Durchleitungskosten für die Stromnetze umgegangen wird.

Letztendlich sind PPAs vielfach die Folge von Tendersverfahren, in denen potenzielle Betreiber im Zuge einer inversen Auktion Preise nennen, zu denen sie mit einem zu entwickelnden Windpark für einen Zeitraum von häufig 20 Jahren Strom bereitstellen können. Die üblichen Sätze sind, abhängig von regionalen Bedingungen, stark unterschiedlich. Wesentlich ist natürlich, ob es ein weiteres Element der Förderung gibt oder nicht. Um an diesen Auktionen teilzunehmen, müssen in der Regel gewisse Vorbedingungen, wie z.B. der Nachweis einer Finanzierbarkeit, Bürgschaften, Windertragsgutachten oder ähnliches, erfüllt sein. Dann erfolgt die eigentliche Vergabe; der Betreiber mit dem niedrigsten Strompreisangebot bekommt den Zuschlag und muss dann in der Regel in einer relativ kurzen Zeit den Abschluss der relevanten Errichtungs- und Finanzierungsverträge nachweisen. Die eigentliche Errichtung soll dann ebenfalls in einem bestimmten Zeitrahmen, häufig 18 Monate, erfolgt sein. Kommt es hier zu Verzögerungen, ergibt sich für den Betreiber ein finanzieller Nachteil mindestens in der Form, dass sich die Gesamtdauer, in der er den vereinbarten Strompreis für die Stromproduktion vereinnahmen darf, durch den verpassten Starttermin verkürzt.

Das Strommarktdesign aus inverser Auktion und langfristigen Stromabnahmeverträgen verdankt seine Fürsprecher vor allem dem Umstand, dass hier ein Preis aus Angebot und Nachfrage gebildet wird. Als Nachteil ist der administrative Aufwand zu sehen, der insbesondere bei kleineren Projekten, wie sie z.B. in Deutschland üblich sind, zu einem Kostenfaktor wird, der das Angebot beschränkt und damit zu insgesamt höheren Preisen führen dürfte. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass insbesondere kleinere, kapitalschwächere Firmen in den Auktionsverfahren gegenüber größeren kapitalstärkeren Unternehmen Nachteile haben werden. Gründe hierfür sind u.a., dass sie die in den Verfahren zu stellenden Garantien schwerer darstellen können und dass sie sich das notwendige Personal für die Auktionen weniger leisten können. Auch die Nichtrealisation von Projekten durch einen Betreiber, der in einem Auktionsverfahren den Zuschlag erhalten hat, ist in der Vergangenheit in einigen Märkten des öfteren zu beobachten gewesen.

### **1.2.3 Energiepreise**

Die Facetten der Energiepreise im Allgemeinen und der Strompreise im Besonderen sind vielfältig. Vergleichsweise greifbar sind die Preise für Energierohstoffe wie beispielsweise Öl, Gas oder Kohle. Allerdings sind auch bei diesen nicht zuletzt spekulationsbedingt zeitweise deutliche Schwankungen zu beobachten. Als erster wesentlicher Unterschied zu den Strompreisen ist die einfache Lagerfähigkeit anzuführen. Bei Strom ist die Speicherung bisher mit nennenswerten Verlusten verbunden. Daher existiert in der Praxis an den Strombörsen neben Spot-Preisen eine Vielzahl von Terminpreisen, die zum Beispiel unterschiedliche Stunden sowie Tage im Voraus adressieren. In der Vergangenheit herrschte dabei das folgende Bild vor: Strom war nachts billig und zur Mittagszeit teuer. Dieses Bild hat sich insofern geändert, als dass zur Mittagszeit besonders viel Solarstrom zur Verfügung steht und somit das erhöhte Stromangebot den untertägigen Preisanstieg dämpft.

Ansätze, die Nachfrage der Angebotssituation anzupassen, werden in vielfacher Hinsicht verfolgt. Voraussetzung sind intelligente Stromnetze – sogenannte Smart-Grids. Welches Potenzial von einer Einsatzsteuerbarkeit elektrischer Ver-

braucher ausgeht, wird unterschiedlich bewertet. Mit einem wachsenden Anteil von Elektromobilität kann hier aber zumindest ein leichter Ausgleich von Stromangebotsüberhängen erwartet werden.

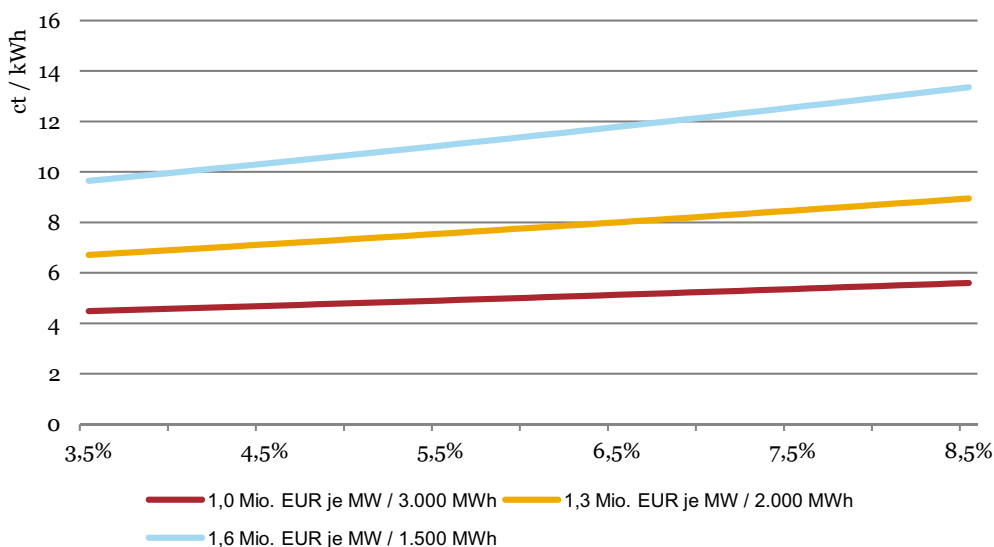
Grundsätzlich hat die Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit alternativer Stromerzeugung zwei Seiten: 1. Zu welchen Kosten (und wann) wird Strom erzeugt? 2. Zu welchem Preis (und wann) ist Strom aus anderen Quellen verfügbar?

Richtig ist, dass bisher regenerativ erzeugter Strom teurer ist, als der aus oftmals bereits abgeschriebenen konventionellen Kraftwerken. Zudem ist EE-Strom aus Wind oder Sonnenkraft zunächst nicht grundlastfähig. Bei Neubauten konventioneller Kraftwerke sind die Kosten bereits höher, sodass zumindest Onshore-Wind unter günstigen Bedingungen bereits billiger ist. Bei Kernkraftwerken lässt sich die Wettbewerbsfähigkeit angesichts der faktisch nicht versicherbaren Risiken sowie fehlender realistischer Daten zu den Kosten der Endlagerung des Atommülls letztlich nicht korrekt abschätzen. Die Berichte über ausufernde Investitionskostenentwicklungen bei den wenigen Kernkraftwerken, die weltweit derzeit neu gebaut werden, lassen erahnen, dass diese schwerlich eine günstigere Stromproduktion bieten dürften.

Die sogenannten Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien hängen maßgeblich von der Höhe der Investition (Anlagenpreise und Errichtungskosten) und damit verbunden von den zu berücksichtigenden Kapitalkosten ab. Brennstoffe spielen keine Rolle, lediglich ein geringer Wartungsaufwand (relativ ist dieser Faktor bei der Offshore-Windkraft am bedeutendsten) sowie Kosten für Pacht und Verwaltung sind zu berücksichtigen. Den Kosten wird der barwertig betrachtete Stromertrag gegenübergestellt.

Für Onshore-Windenergieanlagen ergeben sich in Abhängigkeit von den Investitionskosten, dem jährlichen Stromertrag und den Kapitalkosten die folgenden Stromgestehungskosten in EUR Cent je kWh:

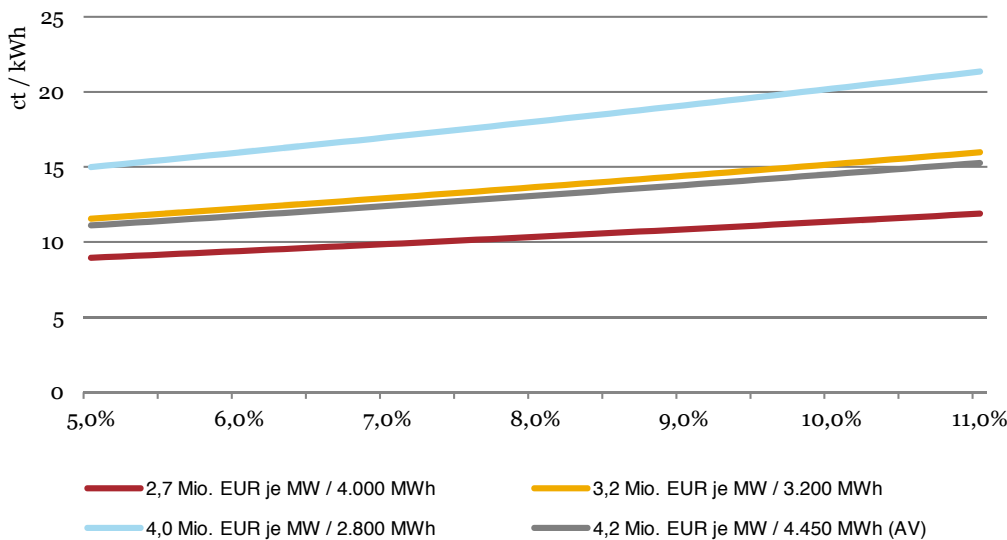
### Stromgestehungskosten Onshore-Wind in Abhängigkeit der Kapitalkosten in %



Quelle: Prämissen Fraunhofer ISE, eigene Annahmen und Berechnungen Krakau-Research

Für Offshore-Windenergieanlagen ergibt sich ein grundsätzlich ähnliches Bild, bisher sind die Stromgestehungskosten allerdings noch signifikant höher als bei Onshore:

### Stromgestehungskosten Offshore-Wind in Abhängigkeit der Kapitalkosten in %



Quelle: Prämissen Fraunhofer ISE, eigene Annahmen und Berechnungen Krakau-Research

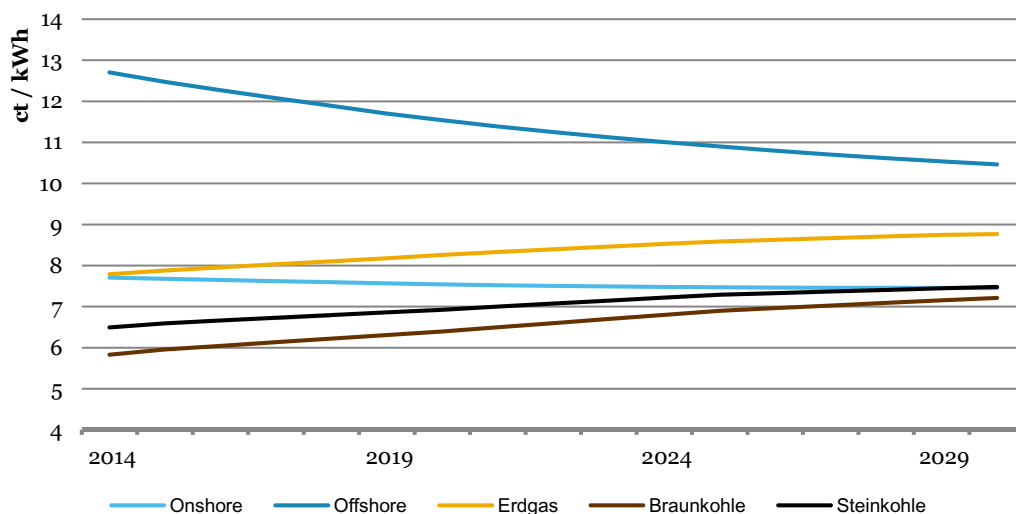
Die Relation zwischen Investitionskosten und Stromertrag sollte sich in Zukunft infolge von technischem Fortschritt und Skaleneffekten weiter verbessern. In den beiden vorstehenden Grafiken sind jeweils extreme Konstellationen hoher Investitionskosten und geringer Stromerträge sowie geringer Investitionskosten und hoher Stromerträge sowie eine Variante mit durchschnittlicheren Bedingungen dargestellt. Die Grafik der Offshore-Stromgestehungskosten zeigt zudem die Investitionskosten des Testfelds Alpha Ventus mit dem Stromertrag des Jahres 2012 (graue Linie).

Die Kapitalkosten sind abhängig von der Finanzierungsstruktur sowie den Fremdkapitalzinsen und dem Eigenkapitalverzinsungsanspruch. Ohne an dieser Stelle die dazugehörigen Theorien ausführlich darzustellen, ist grundsätzlich anzunehmen, dass ein Zins bei sonst gleichen Bedingungen bei höherem Risiko höher ist als bei niedrigerem Risiko. D.h., dass die Kosten für Offshore-Wind allein durch zunehmende Erfahrungswerte und damit einhergehend präziseren Prognosen zu Kosten und Erträgen sinken werden. Auch die rechtliche Stabilität eines Landes spiegelt sich in den Kapitalkosten wider.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE unterstellt in ihrer Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ aus dem November 2013 Kapitalkosten für Deutschland Wind Onshore von 5,85% und Wind Offshore von 9,8%<sup>2</sup>. Angesichts des anhaltend niedrigen Zinsniveaus können die unterstellten Kapitalkosten als sehr hoch bezeichnet werden. Wie in den vorangegangenen Grafiken dargestellt, senken geringere Kapitalkosten die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Dennoch haben wir auf der Basis der genannten Kapitalkosten sowie eines Lernkurvenmodells die folgende Entwicklung der Stromgestehungskosten (unterstellt sind Investitionskosten von 1,3 Mio. EUR je MW (onshore) bzw. 3,2 Mio. EUR je MW (offshore) und eine elektrische Leistung je MW von 2 GWh bzw. 4,0 GWh) errechnet.

<sup>2</sup> Im Einzelnen unterstellt das ISE folgende Werte: Onshore-Wind: 30% Eigenkapital, Rendite 9,0%, Fremdkapitalzins 4,5% / Offshore-Wind: 40% Eigenkapital, Rendite 14,0%, Fremdkapitalzins 7,0% / Anlagenlaufzeit: WEA 20 Jahre; fossile Kraftwerke 25 Jahre

## Prognose der Entwicklung der Stromgestehungskosten Wind im Vergleich zu fossilen Brennstoffen



Quelle: Prämissen Fraunhofer ISE, eigene Annahmen und Berechnungen Krakau-Research

Es wird deutlich, dass Strom von Onshore-WEA bereits heute nahezu wettbewerbsfähig ist. Insbesondere mit Erdgas erzeugter Strom weist inzwischen teilweise höhere Gestehungskosten auf. Mit Offshore-WEA produzierter Strom wird sich langfristig ebenfalls einem wettbewerbsfähigen Niveau annähern. Dabei ist in dem dargestellten Verlauf keine Veränderung der Kapitalkosten unterstellt. Wie zuvor dargestellt könnte von diesen aber eine deutlichere Verringerung der Stromgestehungskosten ausgehen. Bei den fossilen Energieträgern hängt die tatsächliche Kostenentwicklung natürlich vor allem von der Rohstoffpreisentwicklung ab.

Neben den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke können auch Marktpreise als Opportunitätskosten betrachtet werden. Hierbei sind im Wesentlichen zwei Größen zu unterscheiden: börsengehandelte Strompreise und Verbraucherpreise. Letztere sind lediglich aus der Sicht von Verbrauchern relevant, die mit dem auf dem eigenen Hausdach erzeugten Solarstrom ihren Stromverbrauch „aus dem Stromnetz“ verringern. In Regionen, in denen es keine Stromnetze gibt, ist auch der Vergleich mit dem Dieselbetriebenen Stromgenerator denkbar.

Die Betrachtung börsengehandelter Strompreise ist komplex. Zum einen, weil zwischen Spot- und Terminpreisen unterschieden werden muss, womit auch die Versorgungssicherheit eine Rolle spielt; zum anderen weil die Erneuerbaren Energien den Strompreis an den Strombörsen durch den bereits in Kapitel 1.2.1 dargestellten Merit-Order-Effekt reduzieren.

Bei der Bewertung von Kosten und Nutzen Erneuerbarer Energien sind aus volkswirtschaftlicher Sicht weitere Aspekte zu berücksichtigen. Flankierend zum Thema Versorgungssicherheit stellen Energieimportpreise für viele Länder eine erhebliche Belastung dar. Mit wenigen Ausnahmen, wie z.B. Norwegen, sind europäische Länder Nettoenergieimporteure. Gerade in den finanziell angeschlagenen südeuropäischen Ländern sind dabei Ursache und Lösungsansätze nahe beieinander. Die energetische Nutzung attraktiver Windbedingungen kann den Bedarf an Energieimporten vermindern. Um die jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Einflüsse umfassender zu würdigen, wird heute beim Kostenvergleich oftmals nicht mehr nur auf die Levelized Cost of Energy (LCoE) abgestellt, auf deren Prinzip die vorangegangenen Berechnungen beruhen, sondern auf die Social Cost of Energy (SCoE). Dabei werden aufsetzend auf den LCoE sowohl Umweltschäden als auch Beschäftigungseffekte sowie geopolitische Aspekte berücksichtigt. Auf dieser Basis ist Windenergie bereits heute im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung mehr als wettbewerbsfähig. So werden im Global Wind Report des GWEC die SCoE für On- und Offshore-Wind am Beispiel britischer Installationen mit 5,9 bzw. 6,0 ct je kWh beziffert, die LCoE für die kWh aus Kernkraft, Kohle und Gas mit 10,0, 10,6 sowie 9,5 ct. Die Tendenzaussage ist zweifellos richtig und sinnvoll. Über die zugrundeliegenden Annahmen für die sozialen Einflussfaktoren lässt sich hingegen streiten, weshalb wir von einer eigenen Berechnung auf dieser Basis absehen.



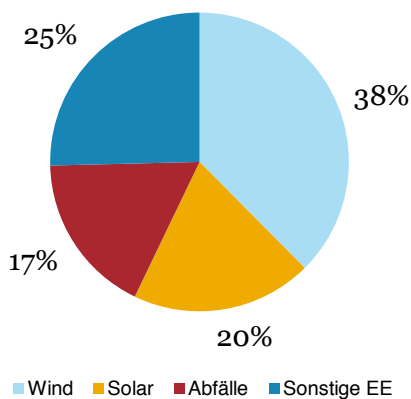


## 2 Europas Windmärkte

### 2.1 Kernmärkte im Fokus

#### 2.1.1 Deutschland

##### Regenerativer Energiemix 2012



GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil 2012
Kohle	295.180	275.388	-6,7%	43,7%
Kernenergie	140.534	99.460	-29,2%	15,8%
Erdgas	79.593	77.602	-2,5%	12,3%
Wasserkraft	20.530	21.195	3,2%	3,4%
Öl	10.007	7.627	-23,8%	1,2%
Erneuerbare Energ.	79.231	134.912	70,3%	21,4%
Sonstige	15.498	13.629	-12,1%	2,2%
<b>Gesamt</b>	<b>640.573</b>	<b>629.813</b>	<b>-1,7%</b>	<b>100,0%</b>

GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil EE
Wind	39.713	50.670	27,6%	37,6%
Solar	3.075	26.380	757,9%	19,6%
Geothermie	0	25	n.m.	0,0%
Abfälle	17.498	23.595	34,8%	17,5%
Sonstige EE	18.950	34.242	80,7%	25,4%

Quelle: EUROSTAT<sup>3</sup> / Bloomberg

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Der deutsche Windmarkt, einer der ältesten und größten Europas, blickt auf ein starkes Jahr 2013 zurück. Allein Onshore wurden 3,0 GW installiert, dazu addieren sich 240 MW Offshore<sup>4</sup>. Unter Berücksichtigung des Rückbaus ergibt sich ein Bestand von 23.645 WEA mit einer Gesamtleistung von 33.730 MW onshore, darüber hinaus waren 116 Anlagen mit insgesamt 520 MW zum Jahreswechsel offshore installiert.

Das EEG ist - allen Unkenrufen zum Trotz – eine inzwischen mehr als vierzehn Jahre andauernde Erfolgsgeschichte. Der Mix aus festen Vergütungssätzen für Erneuerbare Energien, die zudem mit Vorrang ins Stromnetz eingespeist werden müssen, stabilen rechtlichen Rahmenbedingungen und vergleichsweise guten infrastrukturellen Rahmenbedingungen hat seit Einführung des EEG bereits zu erkennbaren Verschiebungen im Energieerzeugungsmix geführt. Diese Entwicklung hat sich auch in den letzten Jahren fortgesetzt: Stammen 2007 noch knapp 46,1% der insgesamt 640,6 TWh Strom aus Kohle und 21,9% aus Kernenergie, so haben sich die Anteile dieser Energiequellen bis 2012 auf 43,7% bzw. 15,8% verringert. Der Anteil Erneuerbarer Energien hat sich im gleichen Zeitraum von 12,4% auf 21,4% fast verdoppelt.

Die deutsche Energiepolitik steht, wie in anderen Ländern auch, im Spannungsfeld wirtschaftlicher und ökologischer Ziele. 2011 hat die Atomkatastrophe in Fukushima ein Umdenken in der Energiepolitik bewirkt. War von der damaligen Bundesregierung zuvor ein zeitlich gestreckter Ausstieg aus der Kernenergie angedacht, wurden infolge der Katastrophe die Ausstiegspläne forciert. Acht AKWs wurden bereits vom Netz genommen; die verbleibenden neun sollen bis 2022 abgeschaltet werden. Die Kapazitätslücke soll maßgeblich durch Erneuerbare Energien geschlossen werden. Neben der Solarenergie ist insbesondere die Windenergie das zentrale Element der Energiewende. Der in den letzten Jahren ebenfalls stark angestiegene Anteil von Strom aus Biomasse, -gas etc. (oben in „Sonstige EE“ enthalten) wird aufgrund entstehender Monokulturen in der Landwirtschaft zusehends kritisch gesehen. Parallel soll der Strombedarf durch Effizienzmaßnahmen gesenkt werden. In den letzten Jahren war bei geringen Schwankungen per Saldo ein stabiles Nachfrageniveau zu beobachten.

Mit der jüngsten EEG-Novelle wurden auch die Ausbauziele nachjustiert. Insbesondere das zuvor mit 10 GW in 2020 etwas zu ambitionierte Ziel für die Offshore-Windenergie wurde auf 6,5 GW zurückgenommen. Bis 2030 sollen 15 GW auf dem Meer installiert sein. Mit den erneut angepassten Zielen, es waren auch schon mal 13 GW bis 2020 in Nord- und Ostsee installierte Leistung anvisiert worden, sollte jetzt ein realistischer Pfad skizziert sein.

<sup>3</sup> Anteil Erneuerbarer Energien ist entsprechend Eurostat ohne Wasserkraft. Sonstige EE enthalten (soweit vorhanden) Biomasse, Biogase, Deponie- und Klärschlammgase, sowie Strom aus Wellen- oder Tidekraftwerken

<sup>4</sup> Zahlen basieren auf EWEA-Statistik, DEWI-Zahlen weichen leicht ab.

An Land wird für den weiteren Ausbau ein Zielkorridor von 2,4 bis 2,6 GW p.a. definiert, mit dem bisherige Ziele aber sogar übertroffen werden. Die genannten Werte sind als Nettozubau, also unter Berücksichtigung abgebauter Anlagen, zu verstehen. Zumindest in diesem Jahr wird dieses Ausbautempo deutlich übertroffen werden. Für die mittel- bis langfristige Entwicklung ist die Verfügbarkeit geeigneter Standorte entscheidend. Zwar sind immer weniger attraktive Küstenregionen frei, weshalb im Norden daher zusehends das Repowering an Bedeutung gewinnt, dafür werden aber inzwischen verstärkt Binnenstandorte genutzt. Viele Binnenländer haben inzwischen Ziele für den Windenergieausbau definiert. Beispielsweise will Baden Württemberg bis 2020 einen Anteil von 10% der Stromversorgung durch Windenergie decken, Nordrhein Westfalen sogar 15%. Von den im ersten Halbjahr installierten 1,7 GW entstanden mehr als 50% außerhalb der drei Küstenbundesländer. Dabei ist anzumerken, dass südlichere Regionen Niedersachsens oder Mecklenburg-Vorpommerns ebenfalls als Binnenstandorte zu bezeichnen sind.

Im Länderranking 2013 ist besonders der starke Ausbau in Rheinland-Pfalz hervorzuheben; mit 413,4 MW kam das Bundesland dicht hinter Schleswig-Holstein und knapp vor Mecklenburg-Vorpommern auf Platz 2. Bayern lag mit 251,6 MW kurz hinter Brandenburg auf Platz 6. Umso besorgniserregender ist in diesem Zusammenhang der Vorstoß des Freistaats, künftig einen höheren Mindestabstand zwischen einer WEA und einer Wohnbebauung zu verlangen. Die sogenannte 10-H-Regel sieht vor, dass der Mindestabstand das 10-fache der Anlagenhöhe bis einschließlich der Flügelspitze betragen soll. Bei modernen Schwachwindanlagen mit einer Gesamthöhe von rund 200 Metern bedeutet dies zwei Kilometer Abstand. Eine Studie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung zeigt, dass mit der neuen Regelung nur noch auf 1,7% der Flächen in Bayern Windanlagen gebaut werden können, bisher wird die Potenzialfläche mit 19% beziffert. Über die politische Motivation für diesen Vorstoß, sei es die Sorge von Bürgern vor Beeinträchtigungen durch Schattenwurf oder Geräuschemission oder eine Präferenz für Biomasse oder Solarenergie, mag man spekulieren. Fest steht jedoch, dass auch die bayerische Industrie auf eine sichere und günstige Energieversorgung angewiesen ist. Als positives Beispiel kann ein in München beheimateter Automobilbauer genannt werden, der bei einem Werk – allerdings in Sachsen – 4 Windkraftanlagen errichten ließ.

### **Staatliche Förderung**

Die staatliche Förderung ist in Deutschland seit dem Jahr 2000 im EEG geregelt. Es schreibt bis zur vierten und jüngsten Novelle für die verschiedenen regenerativen Energiequellen Festpreisvergütungen vor. In einer ersten Novellierung des EEG (gültig ab August 2004) wurde die Onshore-Förderung leicht reduziert und dem entgegen die Offshore-Förderung verbessert und konkretisiert. Mit einer zweiten Novellierung (gültig ab Januar 2009) wurde die Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land auf 9,2 ct/kWh angehoben. Dieser Wert wurde für neu in Betrieb genommene Anlagen jedes Jahr um 1% gesenkt. Ergänzend wurde ein so genannter Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) von 0,5 ct je kWh für Windkraftanlagen an Land eingeführt, die bestimmte Eigenschaften zur Netzregelung erbringen und vor 2015 in Betrieb genommen werden. Diese SDL-Zertifizierung ist inzwischen Voraussetzung, um überhaupt in den Genuss der Vergütungssätze nach dem EEG zu kommen. Die Zahlung bei Neuanlagen gilt nur für den Zeitraum der erhöhten Vergütung. Bei Nachrüstungen wird ein Bonus von 0,7 ct/kWh gezahlt. Ebenfalls um 0,5 ct/kWh erhöht sich die Anfangsvergütung für Windkraftanlagen an Land, die alte Anlagen ersetzen (Repowering). Die ersetzten Anlagen müssen aus dem gleichen oder benachbarten Landkreis stammen und mindestens zehn Jahre alt sein. Eine neue Anlage musste mindestens die doppelte und durfte höchstens die fünffache Leistung der ersetzten Anlagen erreichen. Eine dritte Novellierung wurde Mitte 2011 beschlossen und trat zum 1. Januar 2012 in Kraft. Die Degression der Vergütung wurde mit ihr von 1,0% auf 1,5% angehoben. Für das Repowering wurde dabei die Leistungsbeschränkung aufgehoben, die alten Anlagen mussten allerdings vor 2002 errichtet worden sein.

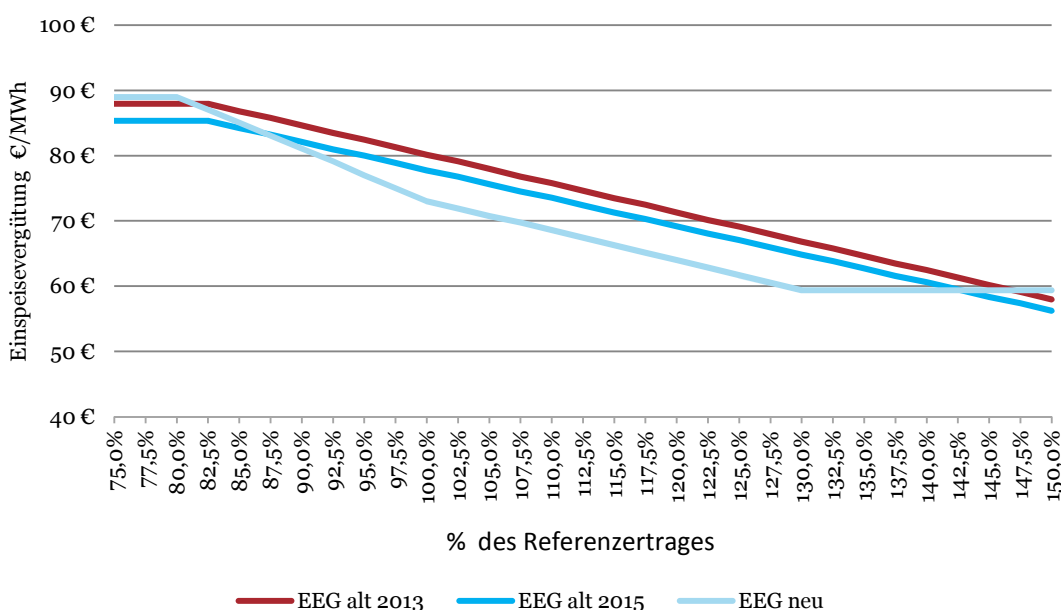
### **EEG 2014**

Die genannten Bonus-Regelungen wurden mit der vierten Novelle, die zum 1. August 2014 in Kraft getreten ist, abgeschafft. Für WEA, die in 2015 an Land in Betrieb genommen werden, gilt eine Anfangsvergütung von 8,9 ct je kWh. Nach dem Zeitraum der Anfangsvergütung gilt eine Grundvergütung von 4,95 ct. Beide Sätze werden ab 1.1.2016 quartalsweise in Abhängigkeit von der neu installierten Leistung um bis zu 1,2% abgesenkt.

Grundsätzlich wird eine Vergütung für von Windenergieanlagen produzierten Strom ab Inbetriebnahme für 20 Jahre (zuzüglich der verbleibenden Monate im Jahr der Inbetriebnahme) gezahlt. Die Dauer, für die die Anfangsvergütung gezahlt wird, hängt von dem Energieertrag im Vergleich zu einem fiktiven Referenzstandort ab. An diesem Referenzstandort herrscht eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m Nabenhöhe bei einer Rauigkeitsklasse von 1 (ohne Windverwirbelung). Um die Laufzeit der erhöhten Einstiegsvergütung zu ermitteln, wird ein Vergleich des Referenzertrages mit dem realen Ertrag der neuen Anlage (in den ersten fünf Betriebsjahren) durchgeführt. Die Frist der Anfangs-

vergütung verlängert sich von 5 Jahren um jeweils einen Monat für jede 0,36% (bisher galten 2 Monate für jede 0,75%) des Referenzertrages, um den der reale Ertrag am neuen Standort 130% (bisher 150%) des fiktiven Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich diese Frist um jeweils einen weiteren Monat je 0,48% um den der Ertrag 100 % des Referenzertrags unterschreitet. Damit wird vor allem solchen Anlagen die höhere Einstiegsvergütung gezahlt, die aufgrund ihres Standorts an der Grenze der Wirtschaftlichkeit arbeiten. Im Vergleich zur alten EEG-Fassung hat sich der Zeitraum der Anfangsvergütung für Standorte über 80% verringert. Die nachstehende Grafik zeigt die Durchschnittsvergütung in Abhängigkeit vom Windertrag als Maßstab für die Standortqualität auf Basis der Sätze nach dem alten EEG für 2013 und 2015 sowie des neuen EEG für 2015. An Standorten mit bis zu 80% Ertrag in Relation zum Referenzertrag wird die Anfangsvergütung über volle zwanzig Jahre gezahlt. Bei welchen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten diese Schwellen überschritten wird, variiert von Anlage zu Anlage, in der Regel dürfte diese Grenze aber zwischen 6,5 und 6,8 m/s liegen.

### Durchschnittsvergütung für Windenergie an Land in € je MWh in Abhängigkeit zum Referenzertrag



Quelle: EEG; Berechnungen Krakau-Research

Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen auf See (offshore) beträgt künftig 15,4 ct je kWh (zuvor 15,0 ct je kWh). Der Zeitraum der Anfangsvergütung beträgt (entsprechend der bisherigen Regelung) mindestens 12 Jahre und verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Alternativ gibt es für Offshore-WEA, die vor 2020 (bisher vor 2018) in Betrieb genommen werden, auf Antrag das sogenannte Stauchungsmodell. Die Anfangsvergütung wird dabei in den ersten acht Jahren auf 19,4 ct je kWh erhöht. Nach den acht Jahren gelten auch beim Stauchungsmodell die zuvor genannten Prämissen für eine verlängerte Anfangsvergütung, allerdings wird dann nur noch die niedrigere Anfangsvergütung von 15,4 ct je kWh gezahlt. Nach dem Gesamtzeitraum der Anfangsvergütung gilt ein Grundwert von 3,9 ct je kWh.

Das im Rahmen der 2009er Novelle des EEG eingeführte und mit der letzten Novelle bereits wieder eingeschränkte Grünstromprivileg (§39) ist mit der aktuellen Fassung bis auf bestimmte Sonderregelungen für Eigenverbräuche nicht mehr berücksichtigt.

Formal ist mit der jüngsten EEG-Novelle eine feste Einspeisevergütung nur noch für kleine Anlagen (bis 500 kW) gegeben. Für alle anderen Anlagen ist das mit der 2012er Novelle optional eingeführte Marktprämienmodell verpflichtend. Die Anlagenbetreiber müssen nun den erzeugten Windstrom selbst vermarkten. Neben den Einnahmen aus der Vermarktung erhalten sie eine sogenannte gleitende Marktprämie. Diese errechnet sich aus der Differenz des durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreises und der regulären EEG-Vergütung. Eine Managementprämie, wie sie bisher gezahlt wurde, gibt es künftig nicht mehr. Die Managementkosten der Direktvermarktung sind gleichwohl durch den Betreiber zu zahlen.

Neu im EEG ist der Ausblick, dass mittelfristig – onshore spätestens ab 2017 - die Förderhöhe der erneuerbaren Energien über Ausschreibungen bestimmt werden soll, um die günstigste Form der Energieerzeugung bei den jeweiligen Technologien zu ermitteln. Das Modell inverser Auktionen, was hier implizit in Aussicht gestellt wird, hat in vielen Ländern durchaus erfolgreiche Vorbilder, allerdings sind dies in der Regel Länder mit einer deutlich geringeren Besiedelungsdichte und relativ großen Windprojekten. In Deutschland weisen nur wenige Projekte mehr als zehn Anlagen auf. Damit ist der administrative Aufwand relativ höher. Auch wenn die Ausgestaltung noch offen ist, so zeichnet sich ab, dass sich auf Seiten der Projektentwicklung der Markt deutlich ändern wird. Insbesondere ist fraglich, wie beispielsweise Bürgerwindparks in diesem Kontext funktionieren.

## **Offshore**

Wie eingangs erwähnt soll nach Plänen der Bundesregierung 2020 eine Leistung von 6.500 MW offshore installiert sein. Für 2050 werden 30.000 MW angestrebt, womit dann 15% des deutschen Stromverbrauchs gedeckt werden sollen. Nachdem der Bau von Windenergieanlagen auf See jahrelang deutlich hinter den Erwartungen zurückblieb, ist hier in den letzten Jahren endlich eine greifbare Entwicklung in Gang gekommen. Mit den im vergangenen Jahr in Betrieb genommenen 48 Anlagen mit zusammen 240 MW Leistung sind jetzt insgesamt 520 MW am Netz. Darüber hinaus wurden für fünf Windparks in 2013 Fundamente installiert, bei drei weiteren bereits Turbinen.

Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks lässt sich angesichts der kurzen Historie noch nicht abschließend beantworten. Zu den besonderen Herausforderungen gehören die hohen Wassertiefen von bis zu 40 Metern, die daraus resultieren, dass die Politik eine Installation außerhalb der Sichtweite der Küste und des Lebensraums der Seevögel vorschreibt. Je höher die Wassertiefe ist, desto technisch anspruchsvoller und teurer ist die Gründung einer WEA. Im Gegensatz zum Onshore-Bereich müssen die Anlagen vor den Küsten zudem schwierigeren Witterungsbedingungen und einer salzhaltigen Umgebung standhalten. Dies stellt besondere Anforderungen an die Technik. Auch Aufbau- und Wartungsarbeiten sind hier erheblich schwieriger und lassen Investitions- und Betriebskosten steigen. Nicht minder komplex ist die Netzanbindung, um den offshore produzierten Strom auch an Land zu transportieren. Besonders in Erinnerung dürften die Schlagzeilen zum Offshore-Windpark Riffgat geblieben sein, der im vergangenen Jahr zunächst nicht in Betrieb genommen werden konnte, weil Weltkriegsbombenfunde die Verlegung des Seekabels behindert hatten. Damit die Rotoren bewegt werden, kam daher zunächst ein Dieselmotor zum Einsatz, was unter Windkraftgegnern eine willkommene Vorlage für pauschale Kritik war. Im Februar 2014 erhielt der Windpark dann endlich den Netzanschluss.

Bereits 2010 wurde vor Borkum mit Alpha Ventus im Rahmen der Forschungsinitiative RAVE (Research at Alpha Ventus) der erste deutsche Offshore-Windpark mit jeweils sechs Anlagen von REpower und von Multibrid (jetzt Areva) mit einer Leistung von je 5 MW in Betrieb genommen. Der Windpark veröffentlichte bereits nach dem ersten vollen Betriebsjahr Ertragsdaten, die 15% über den Prognosen lagen. Mit einem Stromertrag von 267 GWh, was 4.450 Volllaststunden entspricht, und einer hohen Kontinuität – lediglich an drei Tagen des Jahres 2011 sei kein Strom produziert worden – zeigt der Offshore-Windstrom Grundlastqualitäten.

Ein politisches Bekenntnis zum Ausbau der Offshore-Windenergienutzung gibt es seit vielen Jahren. Mit hohen Umweltauflagen, wie z.B. verschärften Vorgaben für die Lärmemission beim Rammen der Fundamente in den Meeresboden, wurden dem Ausbau aber Steine in den Weg gelegt. Wie das zuvor genannte Beispiel Riffgat beweist, gehört zu den Hauptproblemen der Netzanbindung. Zwar wurde bereits 2006 das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz beschlossen, das die Verantwortung des Netzbetreibers regelt. Aber erst vor zwei Jahren erfolgte eine Einigung bezüglich der Haftungsbedingungen. Demnach ist die Haftung des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber Offshore-Windparks für Sachschäden je Schadensereignis auf maximal 100 Mio. EUR begrenzt. Im konkreten Schadensfall kann der Übertragungsnetzbetreiber seine Aufwendungen für Ausgleichs- und Entschädigungszahlungen in energiewirtschaftsgesetzlich definierten Grenzen über die EEG-Umlage auf den Endverbraucher überwälzen. Darüber hinaus findet ein Systemwechsel hin zu einem gesonderten Offshore-Netzentwicklungsplan für die Netzanbindungen von Offshore-Windparks statt. Dieser befindet sich derzeit in der Konsultationsphase. Nach derzeitigem Stand wird der Ausbaubedarf des Offshore-Netzes in unterschiedlichen Szenarien bis 2024 auf 1.135 km bis 2.540 km geschätzt, womit dann zusätzliche 3,7 GW bis 7,9 GW bewältigt werden können.

Der Netzausbau dürfte wohl eher Richtung 7,9 GW tendieren, wenn die lange Liste geplanter Projekte nach und nach zur Umsetzung kommt. Zur Einordnung der Dimension sind nachstehend die bereits gebauten sowie die genehmigten Offshore-Projekte in Nord- und Ostsee aufgelistet. Allein die erste Ausbaustufe der in der Nordsee genehmigten Parks hat eine Leistung von rund 8 GW, dazu sollen 1,2 GW in der Ostsee entstehen. Darüber hinaus gibt es bereits Pläne für weitere Parks; diese sind aber bisher noch nicht genehmigt.

## Offshore-Windparks in Betrieb (Nordsee)

Projektname	Entwickler	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]	Parkleistung [MW]
ENOVA Offshore Ems-Emden	ENOVA Energiesysteme GmbH & Co.KG	12-SMZ	1	4,5	4,5
Hooksiel	BARD Engineering GmbH	12-SMZ	1	5	5
Riffgat	Offshore-Windpark Riffgat GmbH & Co. KG	12-SMZ	30	3,6	108
Alpha Ventus (chem. Borkum West)	Stiftung Offshore Windenergie	AWZ	12	5	60
BARD Offshore 1	BARD Holding GmbH	AWZ	80	5	400
<b>Summe</b>			<b>124</b>		<b>577,5</b>

\* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Quelle: [www.offshore-windenergie.net/](http://www.offshore-windenergie.net/) / BSH

## Offshore-Windparks in Betrieb (Ostsee)

Projektname	Entwickler	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]	Parkleistung [MW]
Rostock	Nordex AG	12-SMZ	1	2,5	2,5
Baltic 1	EnBW Baltic 1 GmbH & Co. KG	12-SMZ	21	2,3	48,3
<b>Summe</b>			<b>22</b>		<b>50,8</b>

\* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Quelle: [www.offshore-windenergie.net/](http://www.offshore-windenergie.net/) / BSH

## Genehmigte Offshore-Windparks (Nordsee)

Projektname	Entwickler	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]	Parkleistung [MW]
<b>Im Bau</b>					
Amrumbank West	E.ON Kraftwerke GmbH	AWZ	80	3,6	288
Borkum Riffgrund I	Borkum Riffgrund I Offshore Windpark A/S GmbH & Co. oHG	AWZ	77	3,6	277
DanTysk	Vattenfall Europe Windkraft GmbH	AWZ	80	3,6	288
Global Tech I	Global Tech I Offshore Wind GmbH	AWZ	80	5	400
Meerwind Süd / Ost	WindMW GmbH	AWZ	80	3,6	288
Nordsee Ost	RWE Innogy GmbH	AWZ	48	6,15	295
Trianel Windpark Borkum (ehemals Borkum West II)	Trianel Windpark Borkum GmbH & Co. KG	AWZ	40 (1. BA, gesamt: 80)	5	200 (1. BA, gesamt: 400)
<b>geplanter Baubeginn 2014</b>					
Butendiek	OWP Butendiek GmbH & Co. KG	AWZ	80	3,6	288
<b>geplanter Baubeginn 2015</b>					
Gode Wind I	Gode Wind I GmbH	AWZ	55	6	330
Gode Wind II	Gode Wind II GmbH	AWZ	42	6	252
<b>geplanter Baubeginn ab 2016</b>					
Kaikas	wpd Offshore GmbH	AWZ	-	7	581 (max. 600)
Veja Mate	BARD Holding GmbH	AWZ	80	5	400
Albatros	Northern Energy OWP Albatros GmbH	AWZ	80	5	400
Borkum Riffgrund II	DONG Energy Borkum Riffgrund II GmbH	AWZ	-	-	-
Borkum Riffgrund West I	DONG Energy Borkum Riffgrund West 1 GmbH	AWZ	-	-	-
Delta Nordsee I & II (ehem. ENOVA Northsea)	OWP Delta Nordsee GmbH	AWZ	67	6	402
Deutsche Bucht	Windreich AG	AWZ	42	5	210
EnBW HeDreht	EnBW HeDreht GmbH	AWZ	119	5	595
EnBW Hohe See (ehem. Hochsee Windpark Nordsee)	EnBW Hohe See GmbH	AWZ	80	max. 6,15	492
Innogy Nordsee 2 (ehem. ENOVA 3)	RWE Innogy GmbH	AWZ	48	max. 6,15	295,2
Innogy Nordsee 3 (ehem. ENOVA 3)	RWE Innogy GmbH	AWZ	60	6,15	369
MEG Offshore I	Nordsee Offshore MEG I GmbH	AWZ	80	5	400
Nordergründe	Windpark Nordergründe GmbH & Co. KG	12-SMZ	18	4 - 6	ca. 110
Nordsee One (ehem. Nordsee One (ehem. Innogy Nordsee 1))	RWE Innogy GmbH	AWZ	54	6,15	332,1
Nördlicher Grund	Nördlicher Grund GmbH	AWZ	-	-	-
OWP West	Northern Energy OWP West GmbH	AWZ	41	5	210
Sandbank	Vattenfall Europe Windkraft GmbH	AWZ	72	4	288
<b>SUMME</b>			<b>1.503 - 1.543</b>		<b>7.592,5 - 7.811,5</b>

\* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Quelle: [www.offshore-windenergie.net/](http://www.offshore-windenergie.net/) / BSH

## Genehmigte Offshore-Windparks (Ostsee)

Projektname	Entwickler	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]	Park-leistung [MW]
<b>Im Bau</b>					
EnBW Windpark Baltic 2 (ehem. Kriegers Flak)	EnBW Baltic 2 GmbH	AWZ	80	3,6	288
<b>geplanter Baubeginn ab 2016</b>					
Arkonabecken Südost	AWE Arkona-Windpark-Entwicklungs GmbH (E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH)	AWZ	80	5	400
GEOFReE	GEOFReE GmbH & Co.KG	12-SMZ	5	5	25
Wikinger (ehem. Ventotec Ost 2)	Iberdrola Renovables Offshore Deutschland GmbH	AWZ	80	5	400
<b>Summe</b>			<b>245</b>		<b>1.113</b>

\* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Quelle: www.offshore-windenergie.net / BSH

### Ausblick

Auch wenn Deutschland einige Jahre im Ausbau im weltweiten Ranking nicht auf den vorderen Plätzen zu finden war, hat Deutschland mit der „Energiewende“ ein politisches Zeichen gesetzt. Auch angesichts des hohen Grades eigener Wertschöpfung genießt die Windkraft eine hohe Akzeptanz. Mit der EEG-Novelle, die onshore zumindest bis Ende 2016 und offshore bis zum Ende des Jahrzehnts Planungssicherheit bietet, dürfte der Ausbau sein zuletzt wieder hohes Niveau halten und zeitweise sogar übertreffen. Selbst beim Offshore-Ausbau ist inzwischen davon auszugehen, dass die erneut reduzierten Ziele der Bundesregierung nunmehr erreicht werden sollten. Innerhalb Europas wird damit Deutschland vorerst der wichtigste Windmarkt bleiben.

Wir erwarten in diesem Jahr ein Zubauniveau, das über der 4 GW-Marke liegt, da viele Projekte mit Blick auf die EEG-Novelle noch in 2014 realisiert werden sollen. In den beiden folgenden Jahren erwarten wir zumindest deutlich mehr als 3 GW an netto neu installierter Leistung. Dabei ist ein wachsender Offshore-Anteil unterstellt. In 2017 dürfte der geplante Umbau der Fördersystems onshore zu einem kleinen Einbruch führen. Wie ausgeprägt dieser sein wird, hängt maßgeblich davon ab, wie rechtzeitig für Onshore-Anlagen die Ausschreibungsverfahren für die Zeit nach der Einspeisevergütung beginnen. Ende 2023 sollten dann ca. 60 GW Windkraft am Netz sein, 8,0 GW davon offshore.

### Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2012	2.297	30.989
2013	3.238	33.730
2014e	4.200	37.930
2015e	3.900	41.830
2016e	3.200	45.030
2017e	2.000	47.030
2018e	2.400	49.430
2023e	k.A.	60.000

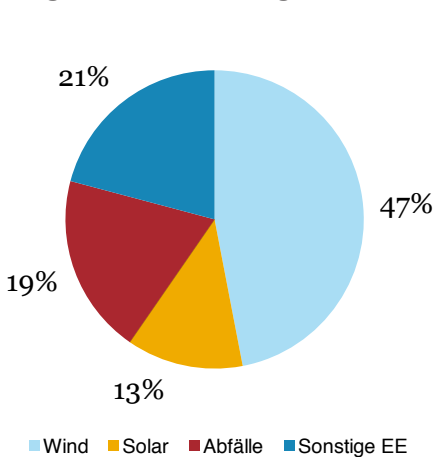
### Ø Wachstum p.a.

13-18e	7,9%
18e-23e	4,0%
13-23e	5,9%

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.1.2 Frankreich

### Regenerativer Energiemix 2012



GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil 2012
Kohle	24.446	18.922	-22,6%	3,4%
Kernenergie	439.730	425.406	-3,3%	75,4%
Erdgas	21.987	21.816	-0,8%	3,9%
Wasserkraft	57.953	58.717	1,3%	10,4%
Öl	6.163	4.338	-29,6%	0,8%
Erneuerbare Energ.	15.754	31.741	101,5%	5,6%
Sonstige	3.751	3.335	-11,1%	0,6%
<b>Gesamt</b>	<b>569.784</b>	<b>564.275</b>	<b>-1,0%</b>	<b>100,0%</b>

GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil EE
Wind	4.060	14.913	267,3%	47,0%
Solar	18	4.015	22205,6%	12,6%
Geothermie	0	0	n.m.	0,0%
Abfälle	4.924	6.192	25,8%	19,5%
Sonstige EE	6.752	6.621	-1,9%	20,9%

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Frankreich gilt als eines der Länder in Europa mit dem größten Potential für die Stromproduktion durch Windkraft. Dennoch ist die Entwicklung regenerativer Stromproduktion in der Vergangenheit hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Als bislang überzeugtes Atomstromland macht in Frankreich der Strom aus Erneuerbaren Energien bisher lediglich 5,6% der Gesamtproduktion aus. Mit 47% trägt die Windkraft hiervon den größten Anteil.

Seit den siebziger Jahren, in denen die Stromproduktion aus Atomkraft stark ausgebaut wurde, steht Frankreich in Abhängigkeit der Kernkraft. Der Anteil der Kernenergie ist mit 75,4% der höchste in Europa. Der französische Präsident Francois Hollande hat das Ziel formuliert, diesen Anteil bis 2025 auf 50% zu reduzieren. Der Atomkraftwerkspark ist stark veraltet. Rund die Hälfte der Reaktoren wurde Ende der 1970er oder Anfang der 1980er in Betrieb genommen. Die Abschaltung der ersten beiden Reaktoren beginnt 2016 und bis 2025 sollen insgesamt 24 aktive AKW abgeschaltet werden. Dadurch wird eine bedeutende Lücke in der Energieversorgung des Landes entstehen. Ein Reaktor des neuen Kraftwerktyps EPR (European Pressurized Water Reactor) wird in der Normandie trotz Kritik weiter gebaut und voraussichtlich 2016 in Betrieb genommen.

Um die zukünftig entfallenden Erzeugungskapazitäten zu kompensieren, hat die französische Regierung für 2020 das Ziel einer installierten Windenergiekapazität in Höhe von 25 GW definiert, wovon 19 GW Onshore-Anlagen und 6 GW Offshore-Anlagen sein sollen. Dadurch könnten etwa 10% der Stromproduktion durch Windkraft erzeugt werden. Um dieses Niveau zu erreichen, müssen jedes Jahr mehr als 2 GW installiert werden. Die Entwicklung der letzten drei Jahre wies jedoch den entgegengesetzten Trend auf. So hat sich der Ausbau seit dem Rekordjahr 2010 (1.396 MW) jedes Jahr verringert (2013: 631 MW). Gründe dafür waren unter anderem das komplexe Genehmigungsverfahren, die sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Unsicherheit bezüglich des Einspeisetarifes für Onshore-Anlagen. Nach einer Klage hat der Europäische Gerichtshof im Dezember 2013 zugunsten der Kläger entschieden, dass die Einspeisevergütung für Onshore-Anlagen in der Ausgestaltung gegen europäisches Recht verstößt, da sie einer staatlichen Subvention gleicht, welche der EU nicht ordnungsgemäß gemeldet wurde. Die französische Regierung hat daher die Förderung für Onshore-Anlagen neu ordnen müssen, um das System in Einklang mit den geltenden EU-Regeln zu bringen. Die mit der neuen Verordnung am 1. Juli veröffentlichten Änderungen sorgen nun für EU-Rechtskonformität; sie beschränken sich allerdings auf Details in der technischen Ausgestaltung.

Die Regierung bemüht sich zudem, die Rahmenbedingungen für die Entwicklung und Realisierung von Windkraftprojekten zu vereinfachen. So hat die neue französische Ministerin für Umwelt und Energie, Ségolène Royal, die Erneuerbaren Energien zu einer von sechs Prioritäten erklärt. Dazu zählt auch die Schaffung von hunderttausend Jobs in diesem Bereich. Zudem wurde 2013 ein Maßnahmenkatalog verabschiedet, der die Regelungen vereinfachen soll. Dabei müssen WEA in Zukunft nur noch eines statt zwei Genehmigungsverfahren durchlaufen. Momentan wird das simplifizierte Verfahren in sieben Regionen getestet. Ein weiterer Schritt zur Vereinfachung ist die Ablösung von Lokalplänen durch nationale Planung, die den Betreibern vorschreibt, Anlagen innerhalb genehmigter Zonen zu errichten, um die Förderung



zu erhalten. Des Weiteren wird die Regel verworfen, bei der Windparks aus mindestens fünf Anlagen bestehen müssen, um förderfähig zu sein.

### **Offshore**

Im Gegensatz zu seinen Nachbarländern Belgien, Deutschland und Großbritannien hat Frankreich noch keine Offshore-Windparks am Netz. Dabei hat Frankreich sehr gute Windbedingungen für die Errichtung von WEA in Offshore Gebieten. Jedoch ist die Wassertiefe in einigen Gebieten so tief, dass der Einsatz schwimmender Fundamente vorteilhaft ist. Diese Technologie ist zurzeit noch in der Testphase, wofür einige Anlagen an der Küste errichtet wurden. Diese werden lediglich für einige Monate zu Testzwecken in Betrieb genommen.

Das gegenwärtige 2020-Ziel von 6 GW wird auch nach Einschätzungen des wichtigsten Entwicklers Électricité de France (EDF), trotz der Platzierung von sechs Offshore-Windparks in bislang zwei Tenderverfahren, verfehlt werden. Im ersten Tenderverfahren wurden vier Offshore-Windparks in der Normandie und der Bretagne zugeteilt. Das Investitionsvolumen liegt bei etwa 7 Mrd. EUR und die Kapazität bei 1,92 GW. An drei Standorten hat ein Konsortium von EDF und Dong Energy den Zuschlag erhalten. In den Regionen Fecamp (498 MW), Courseulles-sur-Mer (450 MW) und Saint Nazaire (480 MW) sollen zusammen 238 Turbinen von Alstom mit einer Gesamtleistung von 1.428 MW errichtet werden. Am vierten Standort, Siant-Brieuc, werden 100 5 MW-Areva-Turbinen von Iberdrola errichtet. Der Baubeginn für die Parks in Fecamp und Courseulles-sur-Mer ist für 2016 festgesetzt, während die Parks Siant-Brieuc und Saint Nazaire zwischen 2017 und 2019 ans Netz gehen sollen. Im zweiten Tenderverfahren wurden zwei Offshore-Windparks, für jeweils 496 MW und einem Investitionsvolumen von 3,5 Mrd. EUR, zugeteilt. Beide Parks, Le Tréport und Iles d'Yeu et de Noirmoutier, werden von einem Konsortium aus GDF Suez (47%), EDP Renewable (43%) und Neoen (10%) entwickelt, wobei insgesamt 124 8 MW-Areva-Turbinen errichtet werden. Der Baubeginn der beiden Offshore-Parks aus dem zweiten Tender ist für 2019 geplant, während die Projekte endgültig 2021 ans Netz gehen sollen.

Für einen weiteren Tender hat das Ministerium begonnen, geeignete Gebiete zu untersuchen. Die Gebiete werden sowohl für den Gebrauch von festen als auch schwimmenden Anlagen gedacht sein.

### **Staatliche Förderung**

In Frankreich wird die Förderung von WEA durch eine Einspeisevergütung geregelt, dessen Höhe zuletzt 2008 festgelegt wurde. Diese gilt bei Onshore-Anlagen für 15 Jahre und bei Offshore-Anlagen für 20 Jahre. Die Vergütungssätze liegen bei Onshore-Anlagen in den ersten zehn Jahren bei 8,2 ct je kWh und danach weitere fünf Jahre zwischen 2,8 und 8,2 ct je kWh abhängig von den tatsächlichen Volllaststunden. Bei Offshore-Anlagen liegt die Vergütung in den ersten zehn Jahren bei 13 ct je kWh und für die restliche Förderlaufzeit bei 3 bis 13 ct je kWh abhängig von den Volllaststunden. Die WEA müssen dabei in dafür vorgesehenen Gebieten errichtet werden. Die Vergütungssätze werden jährlich um einen Inflationsfaktor angepasst. Formal schließt der Anlagenbetreiber hierbei einen Kaufvertrag (PPA) mit dem Netzbetreiber ab, der sich dazu verpflichtet, den produzierten Strom abzunehmen. In der Regel ist EDF der Netzbetreiber. Die Verbraucher zahlen einen durch die Energieregulierungskommission errechneten Aufschlag (Contribution au Service Public de l'Électricité CSPE) zum normalen Strompreis, der die zusätzlichen Kosten durch Erneuerbaren Energien widerspiegelt.

Bei Offshore-Projekten wird die Einspeisevergütung bis dato in Ausschreibungsverfahren festgelegt. Dabei wird die oben genannte Einspeisevergütung als Benchmark für die maximale Förderung von Offshore-Parks genommen. Grundsätzlich gewinnt der Bewerber mit dem niedrigsten Gebot für die erforderliche Einspeisevergütung.

## Ausblick

Durch die guten Windbedingungen, die durch die 3.500 km lange Küste gegeben sind, hat „La Grande Nation“ enormes Potential als Standort für Windkraft. Hinter Großbritannien gelten die Windbedingungen als die zweitbesten in Europa. Jedoch liegt Frankreich bei Zubau und Bestand-Zahlen weit hinter den anderen großen europäischen Ländern zurück. Dabei sind besonders im Süden und im Offshore-Bereich gute Bedingungen für nennenswerte Kapazitäten zu finden.

Die politische und rechtliche Unsicherheit hat die vergangene Entwicklung bestimmt und negativ beeinträchtigt. Jedoch scheint die Regierung die zahlreichen Probleme erkannt zu haben und versuchen zu wollen, diese anzugreifen. Nach dem EU-Beihilfverfahren sollte die neue Gesetzesfassung den Betreibern von Onshore-Anlagen Sicherheit wiedergeben und der Ausbau sich damit wieder stabilisieren.

Um die gesteckten Ziele zu erreichen, muss die Entwicklung deutlich anziehen. Denn auch für die zukünftige Versorgungssicherheit spielt die Windkraft eine erhebliche Rolle, wenn die Abschaltung veralteter Atomkraftwerke den Bedarf nach alternativen Stromerzeugungsquellen erhöht. In unserer Prognose gehen wir von kräftig anziehenden Zubau-Zahlen aus. In 2023 sollten rund 24 GW installierte Leistung in Frankreich vorhanden sein. Davon dürften 4,5 GW auf Offshore-Anlagen entfallen.

## Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2012	814	7.623
2013	631	8.254
2014e	800	9.054
2015e	1.100	10.154
2016e	1.326	11.480
2017e	1.700	13.180
2018e	1.800	14.980
2023e	k.A.	24.000

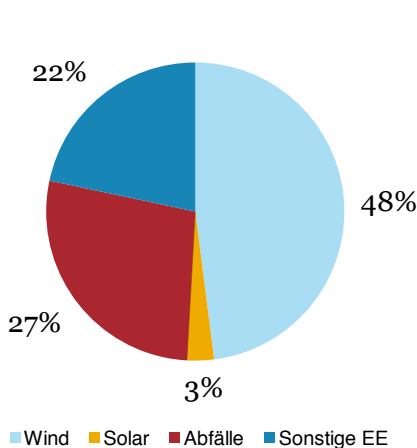
## Ø Wachstum p.a.

13-18e	12,7%
18e-23e	9,9%
13-23e	11,3%

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.1.3 Großbritannien

### Regenerativer Energiemix 2012



GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil 2012
Kohle	135.945	143.181	5,3%	39,4%
Kernenergie	63.028	70.405	11,7%	19,4%
Erdgas	165.793	100.074	-39,6%	27,5%
Wasserkraft	5.077	5.285	4,1%	1,5%
Öl	5.050	3.064	-39,3%	0,8%
Erneuerbare Energ.	20.391	40.820	100,2%	11,2%
Sonstige	1.546	1.008	-34,8%	0,3%
<b>Gesamt</b>	<b>396.830</b>	<b>363.837</b>	<b>-8,3%</b>	<b>100,0%</b>

GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil EE
Wind	5.274	19.584	271,3%	48,0%
Solar	14	1.188	8385,7%	2,9%
Geothermie	0	0	n.m.	0,0%
Abfälle	6.074	11.204	84,5%	27,4%
Sonstige EE	9.029	8.844	-2,0%	21,7%

Quelle: EUROSTAT/Bloomberg

Quelle: EUROSTAT/Bloomberg

Im europäischen Vergleich gilt Großbritannien als der beste Standort für Windkraft – sowohl onshore als auch offshore. Durch die geographische Lage sind Atlantikwinde vorherrschend, welche ideal für die Stromerzeugung durch Windkraft sind. Im Offshore-Bereich ist Großbritannien klar führend, da neben den Windbedingungen auch die vergleichsweise flachen Küstengebiete im Vergleich zu Deutschland, Dänemark und Belgien günstigere Bedingungen bieten.

Bei der Stromerzeugung hat Großbritannien in der Vergangenheit vor allem auf Kohle gesetzt. Im Jahr 2012 zog die Stromproduktion aus Kohle wieder kräftig an und machte dabei 39,4% aus. Auch der Anteil der Kernenergie konnte wieder auf 19,4% zulegen. Hintergrund für den Anstieg der Stromproduktion aus diesen Energiequellen waren der Gaspreisbedingte Kostennachteil der Gaskraftwerke sowie Entlastungen bei der Stromproduktion mit Kohle durch die zu billigen CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Erneuerbaren Energien konnten ihren Anteil an der Stromproduktion auf 11,2% ausbauen. Den größten Anteil hatte dabei mit 48% die Windkraft, die hauptsächlich zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beiträgt. Im Jahr 2013 wurden neue Windkraft-Kapazitäten in Höhe von 1.883 MW errichtet, davon waren 733 MW offshore.

Die britische Energieinfrastruktur gilt seit Jahren als veraltet. So müssen zwischen 2015 und 2020 zahlreiche fossile Kraftwerke abgeschaltet werden – darunter zehn Atomkraftwerke sowie Kohle- und Gaskraftwerke. Beim Ausbau neuer Stromerzeugungskapazitäten wird dabei auf Gaskraftwerke und Erneuerbare Energien gesetzt. Um den Strombedarf decken zu können, soll auch die Kernenergie ausgebaut werden. Dabei verspricht der Koalitionsvertrag, dass neue AKWs keine staatliche Förderung erhalten sollen. Die neuen Reaktoren in Hinkley wären jedoch ohne staatliche Garantien und eine feste Vergütung nicht realisierbar. Die Europäische Kommission bezweifelt, dass die geschätzte Förderung von GBP 17,6 Milliarden zu rechtfertigen ist. Bis 2020 sieht die britische Regierung einen Anteil von bis zu 30% aus regenerativer Stromerzeugung vor. Dabei ist allerdings Biomasse-Konversion aus konventionellen Kraftwerksblöcken ein wichtiges Element. Zudem muss das Stromnetz modernisiert und ausgebaut werden, um die aufkommenden Spitzenlasten bewältigen zu können. Um die Ziele der Strommarktreform (Electricity Market Reform – EMR) umzusetzen, sollen bis 2020 Investitionen in Höhe von 110 Mrd. GBP durch private Investoren gewonnen werden.

Zudem strebt die britische Regierung den Aufbau von WEA Produktionsstandorten in Großbritannien an. Als erster Hersteller wird Siemens in Hull bis 2016 für rund 190 Mio. EUR ein Produktions- und Logistikzentrum für Rotorblätter bauen.

### Staatliche Förderung

Ende 2013 wurde der Energy Act verabschiedet, der den Energiemarkt reformieren soll. An diesen sind sowohl die Strommarktreform (EMR) als auch ein neuer Fördermechanismus angegliedert. Das aktuelle System mit Quotenregelung (siehe unten) wird bis zum 31. März 2017 schrittweise eingestellt und für neue Anlagen gilt dann der Contract for Difference (CFD), welcher ab 2014 eingeführt wird. In der Übergangsphase hat der Betreiber die Wahl zwischen den beiden Mechanismen.

Unter der bislang geltenden Quotenregelung findet ein Emissionshandel mit sogenannten „Renewables Obligation Certificates“ (ROCs) statt. Betreiber von Onshore-Anlagen erhalten dementsprechend 0,9 ROCs je MWh und Offshore-Anlagen erhalten 2 ROCs je MWh. Stromanbieter müssen einen festgelegten Anteil ihrer Elektrizität aus regenerativen Quellen einspeisen. Dieser Anteil ist stetig steigend und lag für den Zeitraum von April 2013 bis März 2014 bei 0,206 ROC per MWh. Anbieter ohne ausreichende ROCs müssen eine inflationsindexierte Strafe zahlen, die 2013/2014 bei 42,02 GBP per MWh lag. Betreiber, die vor dem Übergang zum CFD-System unter der Quotenregelung gefördert werden, erhalten die Förderung für die gesamte Förderzeit von 20 Jahren bis zum Auslaufen der Regelung im Jahr 2037.

Um den Markt für kleinere Parks oder Einzelanlagen attraktiver zu gestalten, wurde 2010 ein Feedin-Tarif für Windparkprojekte unter 5 MW eingeführt. Die Einspeisevergütung liegt seit April 2014 bei 0,1778 GBP per kWh für Anlagen bis zu einer Größe von 100kW. Für Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW gibt es 0,1482 GBP per kWh, während Betreiber für Anlagen von 500 kW und 1,5 MW 0,0804 GBP per kWh erhalten. Die Einspeisevergütung reduziert sich auf 0,0341 GBP per kWh bei Anlagen über 1,5 MW. Eine Anpassung der Vergütung wird es zum 1. April 2015 geben. Die Einführung hat zu einem Schub beim Bau von Kleinanlagen geführt, von denen mittlerweile 17,000 in Großbritannien installiert sind.

Im Herbst 2014 startet die erste Auktion der CFDs. Im Gegensatz zum ROC (20 Jahre) ist die Förderzeit auf 15 Jahre begrenzt. Die CFDs werden in einem Auktionsverfahren durch die staatliche Low Carbon Contracts Company Limited (LCCC) zugeteilt. Der Betreiber verkauft nach wie vor den produzierten Strom auf dem Strommarkt und erhält zusätzlich den Differenzbetrag bis hin zu einem vorher festgelegten Referenzpreis. Sollte der Betreiber durch den Marktpreis eine Vergütung erhalten, die höher ist als der festgesetzte Referenzpreis, muss der Differenzbetrag an die LCCC gezahlt werden. Die Referenzpreise liegen 2015/16 bei 93,18 GBP je MWh für Onshore-Anlagen und bei 152,04 GBP je MWh für Offshore-Anlagen. Danach werden sie stetig reduziert, um 2018/19 bei 88,28 GBP je MWh für Onshore und bei 137,32 GBP je MWh für Offshore zu liegen. Im Folgenden wird eine Gliederung des Zeitplans für die Einführung des 1. Tenders im Rahmen des CFDs gezeigt:

<b>Zeitplan</b>	<b>Erwartetes Datum</b>
Budgetvorlage für erste Runde	30.09.2014
Berwerbungsfrist	28.10.2014
Auktionsbeginn	27.11.2014
Abgabefrist für Gebot	04.12.2014

Quelle: Department of Energy & Climate Change

Mit Blick auf die geplante Einführung von CFDs sind einige Projekte ausgesetzt worden. Der neue Fördermechanismus bietet Betreibern durch den festgelegten Referenzpreis mehr Planungssicherheit und damit ein attraktiveres Umfeld als die ROCs; kritische Stimmen verweisen allerdings auf die verkürzte Förderlaufzeit. Wir gehen auf Sicht mit einer positiven Auswirkung auf das Wachstum aus.

Zusätzlich zum CFD wird ein sogenannter Kapazitätsmarkt (Capacity Market) eingerichtet, der Betreiber für die Bereitstellung von Reservekapazitäten für Zeiträume mit eventuellen Versorgungsengpässen entlohnt. Zudem werden gesetzliche Rahmenbedingungen (Levy Control Framework) für eine Obergrenze der erreichten Förderung geschaffen, um Verbraucher vor zu hohen Strompreisen zu schützen

## **Offshore**

Großbritannien ist derzeit der größte Markt für Offshore-Windenergie. Aus den gesetzten Zielen, die mit dem Energy Act verbunden sind, sollen bis 2020 rund 10 GW Offshore-Windkraft errichtet sein. Aktuell sind rund 3,7 GW offshore am Netz. Bisher gab es drei Ausschreibungsrunden für Offshore-Windparks. Aus den ersten beiden Runden sind zahlreiche Projekte realisiert und am Netz angeschlossen. 2013 sind vier Offshore-Parks mit einer Gesamtkapazität von 733 MW ans Netz gegangen, 241 MW waren bereits 2012 am Netz – London Array (630 MW), Lincs (270 MW), Teesside (62,1 MW) und Gunfleet Sands III (12 MW). Die drei nachfolgenden Tabellen zeigen die fertigen Projekte und die im Bau befindlichen Projekte sowie die genehmigten Projekte:

## Offshore-Windparks in Betrieb:

Windpark	Region	Entwickler	Anzahl der Turbinen	Turbinenleistung (MW)	Gesamtleistung (MW)
Barrow	North West	DONG Energy & Centrica	30	3,0	90,0
Beatrice Demonstration	Scotland	SSE Renewables	2	5,0	10,0
Blyth Offshore	North East	E.ON UK Renewables	2	1,9	3,8
Burbo Bank	North West	DONG Energy	25	3,6	90,0
Greater Gabbard	Thames Estuary	SSE & RWE Npower Renewables	140	3,6	504,0
Gunfleet Sands I	East of England	DONG Energy	30	3,6	108,0
Gunfleet Sands II	East of England	DONG Energy	18	3,6	64,8
Gunfleet Sands III - Demonstration Project	East of England	DONG Energy	2	6,0	12,0
Kentish Flats	South East	Vattenfall	30	3,0	90,0
Lincs	East Midlands	Centrica / DONG / Siemens Project Ventures	75	3,6	270,0
London Array I	Thames Estuary	DONG Energy / E.On Renewables / Masdar	175	3,6	630,0
Lynn & Inner Dowsing	East Midlands	Centrica Renewable Energy Ltd	54	3,6	194,4
North Hoyle	North Wales	RWE Npower Renewables	30	2,0	60,0
Ormonde	North West	Vattenfall	30	5,0	150,0
Rhyl Flats	North Wales	RWE Npower Renewables	25	3,6	90,0
Robin Rigg	Scotland	E.ON UK Renewables	60	3,0	180,0
Scroby Sands	East of England	E.ON UK Renewables	30	2,0	60,0
Sheringham Shoal	East of England	Scira Offshore Energy Ltd	88	3,6	316,8
Teesside	North East	EdF ER	27	2,3	62,1
Thanet	South East	Vattenfall	100	3,0	300,0
Walney I	North West	DONG Energy / SSE Renewables/ Ampere Equity / PGGM	51	3,6	183,6
Walney II	North West	DONG Energy / SSE Renewables/ Ampere Equity / PGGM	51	3,6	183,6
<b>Gesamt</b>			<b>1.075</b>		<b>3.653,1</b>

Quelle: [www.RenewableUK.com](http://www.RenewableUK.com)

## Offshore-Windparks im Bau:

Windpark	Region	Entwickler	Anzahl der Turbinen	Turbinenleistung (MW)	Gesamtleistung (MW)
Gwynt y Mor	North Wales	RWE Innogy / SWM / Siemens	160	3,6	576,0
Humber Gateway	Yorkshire & Humber	E.ON UK Renewables	73	3,0	219,0
Methil Offshore Wind Farm Demo Site	Scotland	Samsung Heavy Industries	1	7,0	7,0
West of Duddon Sands	North West	Scottish Power/DONG Energy	108	3,6	389,0
Westermost Rough	Yorkshire & Humber	DONG Energy	35	6,0	210,0
<b>Gesamt</b>			<b>377</b>		<b>1.401,0</b>

Quelle: www.RenewableUK.com

## Genehmigte Offshore-Windparks:

Windpark	Region	Entwickler	Anzahl der Turbinen	Turbinenleistung (MW)	Gesamtleistung (MW)
Beatrice	Scotland	SSE Renewables / SeaEnergy	277	2,7	750,0
Blyth Offshore Wind Demonstration site (NAREC)	North East	NAREC	15	6,7	99,9
Dudgeon	Greater Wash	Statoil & Statkraft	67	6,0	402,0
East Anglia One	East of England	ScottishPower Renewables & Vattenfall	240	5,0	1.200,0
European Offshore Wind Deployment Centre (EOWDC)	Scotland	Vattenfall, Technip & Aberdeen Renewable Energy Group (AREG)	11	7,0	77,0
Galloper (Greater Gabbard Extension)	Thames Estuary	SSE & RWE Npower Renewables	94	3,6	340,0
Kentish Flats II	South East	Vattenfall	15	3,3	49,5
Moray Firth	Scotland	EDP Renovaveis, Seaenergy Renewables	186	6,0	1.116,0
Race Bank	East of England	DONG Energy	91	6,4	580,0
Rampion	South East	E.ON UK Renewables	175	4,0	700,0
Triton Knoll	Greater Wash	RWE Npower Renewables	150	6,0	900,0
<b>Gesamt</b>			<b>1.321</b>		<b>6.214,4</b>

Quelle: www.RenewableUK.com

## Ausblick

Wir halten den britischen Windmarkt nach wie vor für einen der aussichtsreichsten in Europa. Dazu trägt weiterhin der starke Offshore-Sektor bei, auch wenn die Zahl der in Bau befindlichen Offshore-Parks, durch die Fertigstellung einiger Projekte, derzeit relativ überschaubar ist. Dafür ist die Pipeline der genehmigten Projekte vielversprechend. Allerdings könnte sich, aufgrund der anstehenden Parlamentswahl im Mai 2015 und wegen eventueller Verunsicherung durch den neuen Fördermechanismus, das Wachstum auf kurze Sicht etwas verlangsamen. Hingegen sollten die neuen Mechanismen und die weiteren politischen Initiativen, auch vor dem Hintergrund der sich ändernden Energieinfrastruktur, auf längere Sicht zu mehr Wachstum und attraktiven Verhältnissen für Investoren führen. Etwa die Hälfte des Zubaus sollte in Zukunft durch Offshore-Windparks erfolgen.

## Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2012	2.064	8.649
2013	1.883	10.531
2014e	1.500	12.031
2015e	1.900	13.931
2016e	2.200	16.131
2017e	2.400	18.531
2018e	2.500	21.031
2023e	k.A.	33.000

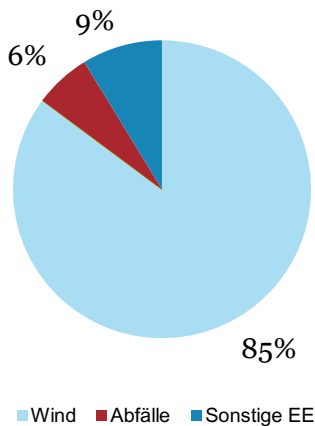
## Ø Wachstum p.a.

13-18e	14,8%
18e-23e	9,4%
13-23e	12,1%

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.1.4 Irland

### Regenerativer Energiemix 2012



GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil 2012
Kohle	5.499	5.499	0,0%	19,9%
Kernenergie	0	0	n.m.	0,0%
Erdgas	15.465	13.732	-11,2%	49,8%
Wasserkraft	667	802	20,2%	2,9%
Öl	1.919	249	-87,0%	0,9%
Erneuerbare Energ.	2.476	4.708	90,1%	17,1%
Sonstige	2.172	2.602	19,8%	9,4%
<b>Gesamt</b>	<b>28.198</b>	<b>27.592</b>	<b>-2,1%</b>	<b>100,0%</b>

GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil EE
Wind	1.958	4.010	104,8%	85,2%
Solar	0	0	n.m.	0,0%
Geothermie	0	0	n.m.	0,0%
Abfälle	13	287	2107,7%	6,1%
Sonstige EE	505	411	-18,6%	8,7%

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Durch seine geographische Lage am Nordatlantik hat Irland nahezu optimale Windbedingungen für den Betrieb von Windkraftanlagen. Es werden durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s erreicht – ein Rekordniveau in Europa. Die Windenergie macht daher bereits einen wesentlichen Teil der irländischen Stromversorgung aus. Insgesamt machen die Erneuerbaren Energien dabei einen Anteil von 17,1% aus, davon kommen auf Windkraft alleine 85,2%. Den größten Anteil der Stromerzeugung hat jedoch nach wie vor Erdgas mit annähernd 50%.

Irland hat sich als Ziel gesetzt, bis 2020 40% der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien zu beziehen. Windenergie aus Onshore-Anlagen zählt dabei zum wichtigsten Parameter. Um das Ziel zu erreichen, ist eine Kapazität von ungefähr 5,5 bis 6 GW nötig.

Im Bereich Offshore gibt es bis dato lediglich einen 25 MW Pilotwindpark – das Arklow bank project (Phase 1). Ein aktiver Markt für Offshore-Anlagen ist weitestgehend nicht existierend. Grund dafür ist die fehlende staatliche Förderung, die nötig wäre, um Offshore-Wind für Investoren rentabel zu machen. Die Entscheidung, auf eine Förderung für Offshore zu verzichten, liegt zum einen daran, dass die Ausbauziele allein durch Onshore erreicht werden können und zum anderen am politischen Druck der EU zu Sparmaßnahmen in Folge der Schuldenkrise.

Die irische Regierung hat erwogen, überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien nach Großbritannien zu exportieren. Zum einen würde man dadurch Großbritannien beim Erreichen der Ziele für regenerative Stromerzeugung unterstützen, was nach EU-Recht möglich ist, zum anderen würde dies dem heimischen Markt für Windkraft zu mehr Wachstum verhelfen. Von britischer Seite sollen diese Pläne aber wegen zu hoher Kosten verworfen worden sein.

#### Staatliche Förderung

Das irische Fördersystem ist auf einer Einspeisevergütung aufgebaut. Die Endverbraucher tragen sämtliche Kosten, die hierdurch entstehen. Im Jahr 2006 wurde das Programm REFIT 1 (Renewable Energy Feed-in Tariff) eingeführt. Seitdem gab es eine Novellierung. Dabei umfasst REFIT 2 die Regelung für Onshore-Wind, Wasserkraft und Biomasse aus Deponiegas, während REFIT 3 lediglich die Förderung für Biomasse regelt. Die Regelungen gelten für neue Anlagen seit 2012. Die Förderung nach REFIT 2 gilt für Anlagen, bei denen bis Ende 2015 ein Antrag gestellt wird, und hat eine Förderzeit von 15 Jahren. Allerdings ist der REFIT 2-Fördertopf auf den Bau von maximal 4 GW begrenzt. Es ist davon auszugehen, dass ein neues Programm folgen wird, sobald die Deckelung erreicht ist.

Betreiber von WEA gehen einen Vertrag mit einem Versorger zur Abnahme des produzierten Stroms (Power Purchase Agreement – PPA) ein. Der Versorger ist grundsätzlich dazu verpflichtet, Strom aus geförderten regenerativen Energien abzunehmen. Die Vergütung liegt bei Onshore-Anlagen, abhängig von der Größe des Parks, bei 6,96 EUR Cent je kWh für Parks über 5 MW und bei 7,20 EUR Cent je kWh für Parks bis inklusive 5 MW. Die Vergütungssätze werden jährlich um einen Inflationsfaktor angepasst.



## Ausblick

Der irische Windmarkt hat unserer Meinung nach deutliches Ausbaupotential. Dies wird vor allem durch die fa-vorablen Windbedingungen und einen stabilen Fördermechanismus bestimmt. Für die nächsten Jahre wird ein Ausbau fast ausschließlich Onshore stattfinden. Die guten Windbedingungen und die zu erwartenden Initiativen der irischen Regierung sollten den Markt beleben.

## Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2012	121	1.749
2013	288	2.037
2014e	320	2.357
2015e	360	2.717
2016e	400	3.117
2017e	420	3.537
2018e	450	3.987
2023e	k.A.	6.000

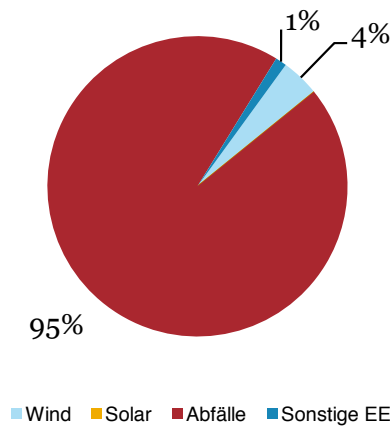
## Ø Wachstum p.a.

13-18e	14,4%
18e-23e	8,5%
13-23e	11,4%

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.1.5 Finnland

### Regenerativer Energiemix 2012



GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil 2012
Kohle	13.879	7.098	-48,9%	10,1%
Kernenergie	23.423	22.987	-1,9%	32,7%
Erdgas	10.557	6.726	-36,3%	9,6%
Wasserkraft	14.177	16.859	18,9%	24,0%
Öl	469	312	-33,5%	0,4%
Erneuerbare Energ.	10.302	11.915	15,7%	16,9%
Sonstige	8.397	4.423	-47,3%	6,3%
Gesamt	81.204	70.320	-13,4%	100,0%

GWh	2007	2012	Veränderung	Anteil EE
Wind	188	494	162,8%	4,1%
Solar	4	0	-100,0%	0,0%
Geothermie	0	0	n.m.	0,0%
Abfälle	10.081	11.277	11,9%	94,6%
Sonstige EE	29	144	396,6%	1,2%

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

In Finnland wird seit Jahrzehnten ein großer Teil der Energie aus Atomkraft gewonnen. 32,7% des finnischen Stroms werden dabei von den vier aktiven Atomreaktoren erzeugt. Zudem wird in der langfristigen Strategie zur Reduzierung der Emission von Treibhausgasen sowohl auf Erneuerbare Energien als auch auf Atomkraft gesetzt. Im Gegensatz zu den meisten anderen EU Ländern hat Finnland ein klar definiertes Atomprogramm, das auf den Aufbau neuer Kraftwerke in der Zukunft setzt. Mit Olkiluoto 3 soll ein fünfter Atomreaktor bis 2018 ans Netz gehen, dessen Inbetriebnahme ursprünglich für 2009 vorgesehen war, sich jedoch mehrfach verzögert und verteuert hat. Die Regierung hat zudem bereits den Bau von zwei weiteren Atomreaktoren ratifiziert.

Doch auch die Erneuerbaren Energien sollen stark ausgebaut werden. Die Regierung setzt in der Zukunft auf die Stromerzeugung aus Holzabfällen und aus Windkraft. Letztere hat in der Vergangenheit mit 4,1% zwar einen verhältnismäßig kleinen Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, es ist aber eine sehr positive Entwicklung erkennbar. Die Entwicklung im Bereich der Windkraft hat in den vergangenen zwei Jahren spürbar angezogen. So waren Ende 2013 WEA mit einer Gesamtleistung von insgesamt 448 MW am Netz, wovon 89 MW in 2012 und 162 MW 2013 errichtet wurden.

Bis 2020 sollen jährlich 6 TWh Strom aus Windenergie erzeugt werden. Onshore-Anlagen machen im Bereich der Windenergie den weitaus größten Teil der errichteten Kapazität aus. In der Vergangenheit konnte das Militär den Bau neuer Anlagen in militärischen Radarschneisen, oftmals weitläufigen Gebieten, blockieren. Diese Entwicklungshürde wurde im Juli 2013 abgeschafft, künftig muss lediglich eine Kompensation pro Turbine gezahlt werden. Die Bedingungen für den Bau von Offshore-Parks in Finnland gelten, wegen der Küstennähe und den flachen Gewässern, als relativ gut im europäischen Vergleich. Daher liegt ein gewisser Fokus darauf, geeignete Standorte für Offshore-Parks zu finden. Bisher wurden jedoch wenig finanzielle Anreize für die Errichtung von Offshore-Parks geschaffen. Deshalb wurden 20 Mio. EUR an Fördermitteln für ein Demonstrationsprojekt im Offshore-Bereich für 2015 bereitgestellt. Dieses Projekt wird sowohl durch den Einspeisetarif vergütet als auch mit dem Förderbonus belohnt.

### Staatliche Förderung

Der finnische Fördermechanismus ist auf einem festen Premiumtarif aufgebaut. Dieser wird für einen Förderzeitraum von 12 Jahren als Differenzbetrag zwischen dem Marktpreis und der festgelegten Einspeisevergütung gezahlt. Dabei vermarktet der Betreiber den produzierten Strom selber. Nach der Förderzeit bleibt dann lediglich der Marktpreis erhalten. Für die Regelung gibt es eine Deckelung von 2,5 GW. Für die Vergütung ist bei Onshore- und Offshore-Anlagen ein Richtpreis von 83,5 EUR je MWh festgelegt. Die Vergütung besteht dabei aus einer Prämie aus der Differenz zwischen Richtpreis und dem Durchschnitt des Marktpreises der letzten drei Monate. Sinkt der Durchschnitt des Marktpreises unter 30 EUR je MWh, so wird der Differenzzuschlag auf 53,5 EUR je MWh gedeckelt. Bis Ende 2015 gilt ein erhöhter Richtpreis von 105,3 EUR je MWh.

## Ausblick

Wir sehen die weitere Entwicklung des finnischen Windmarktes sehr positiv. Für den bisher noch überschaubaren Markt gehen wir von einem deutlich steigenden Zubau und positiven zweistelligen Wachstumsraten aus. Die erhöhte Einspeisevergütung sollte in 2014 und 2015 zu einem beschleunigten Ausbautempo beitragen. Wir erwarten bis 2023 eine installierte Windkraftkapazität von 5 GW. Dabei ist die Nutzung von Offshore-Anlagen langfristig unabdingbar, um die politisch gesteckten Ziele zu erreichen. Dies bedingt jedoch eine Erhöhung der Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft sowie eine Verlängerung des Förderzeitraums.

## Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2012	89	288
2013	162	448
2014e	360	808
2015e	520	1.328
2016e	420	1.748
2017e	400	2.148
2018e	400	2.548
2023e	k.A.	5.000

## Ø Wachstum p.a.

13-18e	41,6%
18e-23e	14,4%
13-23e	27,3%

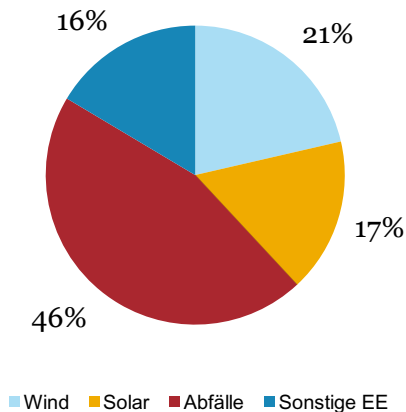
Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.2 Weitere Regionen

### 2.2.1 Benelux

#### Belgien

##### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

In Belgien wird seit Jahrzehnten der größte Teil des Stromverbrauchs durch Atomkraft gedeckt. Die Stromerzeugung hat 2012 bedingt durch die schwache wirtschaftliche Entwicklung mit ca. 82.874 GWh ein historisch niedriges Niveau erreicht, wovon die Atomkraft knapp 50% ausgemacht hat. Während Erdgas mit 28,4% weiterhin die zweitwichtigste Erzeugungsquelle war, konnte der Anteil der Erneuerbaren Energien auf 15,5% ausgebaut werden. Dadurch hat Belgien bereits die Vorgabe von 13% deutlich überschritten, zu der sich die Regierung gegenüber der EU bis 2020 verpflichtet hat. Die Windenergie macht hierbei mit 21% den zweitgrößten Anteil hinter der Stromerzeugung aus Abfällen aus. Dabei hat sich die Stromerzeugung aus Windenergie seit 2009 nahezu verdreifacht. Zu beachten ist auch der enorme Anstieg des Solarstroms, der sich im gleichen Zeitraum mehr als verzehnfacht hat.

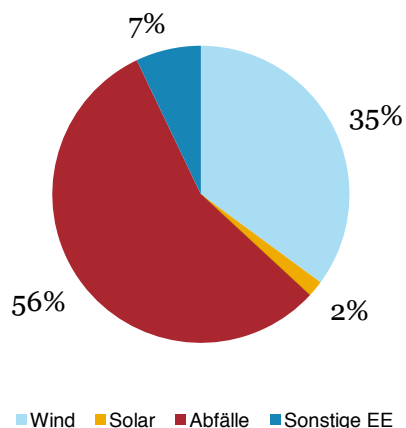
Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird durch sogenannte „grüne Zertifikate“ geregelt. Betreibern von Onshore- und Offshore-Anlagen werden diese für 10 bzw. maximal 20 Jahre zugesprochen. Die Vergabe der Zertifikate wird dabei von den Regionen – Flandern und Wallonien – selbstständig geregelt. Zudem wird die Vergabe für Offshore-Anlagen auf nationaler Ebene bestimmt. Der Mindestpreis für die Zertifikate ist daher abhängig vom Standort der Anlage; so beträgt der Mindestpreis in Wallonien derzeit 65 EUR pro Zertifikat und in Flandern 93 EUR pro Zertifikat. Bei Offshore-Anlagen liegt der Mindestpreis zurzeit bei 107 EUR pro Zertifikat für die ersten 216 MW, danach sind es 90 EUR pro Zertifikat. Das Fördersystem in Wallonien steht derzeit zur Debatte und ein neues Tendersverfahren soll 2014/2015 eingeführt werden. Details dazu standen bei Redaktionsschluss noch nicht fest.

In der Region Flandern sind 57 MW neue Onshore-Kapazitäten im Jahr 2013 hinzugekommen. Obwohl die Ziele hier weniger ambitioniert sind als in Wallonien, war der Zubau der letzten Jahre weitaus stabiler. In Wallonien wird traditionell weit mehr Kapazität pro Jahr hinzugefügt, jedoch waren es 2013 lediglich 27 MW. Grund dafür waren Unsicherheiten durch die geplante Änderung in Bezug auf das Fördersystem, die die Machbarkeit von Projekten beeinträchtigt. Der Planungsmechanismus für Offshore ist hingegen weit fortgeschritten. Da weder Fischerei noch Öl- und Gas-Vorkommen eine Rolle in der belgischen Hochseewirtschaft spielen, hat die Offshore-Industrie in den neun geplanten Arealen nahezu freies Spiel. Im Jahr 2013 hat vor allem die Inbetriebnahme von Offshore-Parks mit insgesamt 192 MW zu einem weiterhin starken Zubau geführt. Die Fertigstellung des 325 MW Projektes Thornton Bank hat maßgeblich dazu beigetragen. Darüber hinaus ist im April 2013 der Bau des 216 MW Northwind-Projekts begonnen worden. Das 360 MW Norther Projekt und das 165 MW Belwind-2 Projekt sind für die Fertigstellung Ende 2015 geplant. Zwei weitere Projekte – THV Mermaid (235-490 MW) und Rentel (288-550 MW) – sind in der Planungsphase. Problematisch ist unterdessen der Netzanschluss von Offshore-Anlagen, welcher dringend ausgebaut werden sollte, um die geplante Kapazität einspeisen zu können. Pläne hierfür werden jedoch durch das Parlament blockiert. Zudem soll die Förderung für Offshore-Anlagen gekürzt werden, um die Kosten für Verbraucher zu senken.

Angesichts der durch Offshore getriebenen insgesamt positiven Entwicklung sowie weiterer Bemühungen, bürokratische Hindernisse im Zusammenhang mit Baugenehmigungen von Windkraftanlagen abzubauen, ist der Ausblick für den belgischen Windenergiemarkt vorsichtig optimistisch.

## Niederlande

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT/Bloomberg

Die Niederlande haben im Jahr 2012 rund 102.261 GWh Strom produziert. Das war ein Rückgang von mehr als 10% im Vergleich zum Rekordjahr 2010. Die Stromerzeugung wird durch fossile Brennstoffe dominiert. So hat Erdgas den größten Anteil mit 54,5% und Kohle den nächstgrößten Anteil mit 23,7%. Erneuerbare Energien haben 2012 einen Anteil von 13,6% ausgemacht. Innerhalb der Erneuerbaren Energien war die Windenergie mit einem Anteil von 35% nach der Stromerzeugung aus Abfällen am bedeutendsten.

Die Regierung hat im Zuge einer geänderten Energiepolitik die Ziele für Erneuerbare Energien angepasst. Das Ziel, 20% des Stroms aus regenerativen Energien zu erzeugen, ist zunächst auf 14% reduziert worden, um es danach wieder auf 16% anzuheben. Zudem wurde beschlossen, Onshore-Wind gegenüber Offshore-Wind zu bevorzugen. Bis 2020 sollen 6.000 MW Onshore-Wind errichtet sein. Hierzu hat man auf nationaler Ebene 11 Gebiete ausgewählt, auf denen Onshore-Parks errichtet werden sollen, die mindestens eine Größe von 100 MW haben. Ab dieser Größe fallen die Windparks dann automatisch unter staatliche Planung. Offshore sollen bis 2023 4.500 MW errichtet werden. Aktuell befinden sich zwei Projekte im Bau: Luchterduinen (129 MW) und Gemini (600 MW), die 2015 bzw. 2016/2017 ans Netz gehen sollen.

Die Förderung ist seit 2013 mit dem Fördermechanismus SDE+ (Stimulering Duurzame Energieproductie) neu geregelt. Hierbei erhalten die Betreiber von Windparks den Differenzbetrag zwischen einem festgelegten Basisbetrag und einem Korrekturbetrag, der unter anderem den Marktpreis beinhaltet. Der vorläufige Korrekturbetrag für 2014 beträgt 0,058 EUR je kWh. Der Beantragungszeitraum ist dabei in 6 Phasen unterteilt, welche die Höhe der Vergütung bestimmen. Zusätzlich wird lediglich eine maximale Volllaststundenzahl gefördert (siehe nachstehende Tabelle). In Phase 1 erhält der Betreiber somit für eine jährliche maximale Volllaststundenzahl einen Betrag von 0,0875 EUR je kWh abzüglich des Korrekturbetrages, also eine SDE+ Förderung von 0,0295 EUR je kWh. In Phase 2 ergibt sich eine Förderung in Höhe von 0,042 EUR je kWh. Der Fördertopf für 2014 ist bei 3,5 Mrd. EUR gedeckelt. Da die Fördermittel nach dem Prinzip „first come, first serve“ zugeteilt werden, besteht bei später Antragsstellung also die Gefahr, aufgrund erschöpfter Fördermittel abgewiesen zu werden. Grundsätzlich ist also eine frühe Antragsstellung von Vorteil. Der Förderzeitraum ist auf maximal 15 Jahre festgelegt.

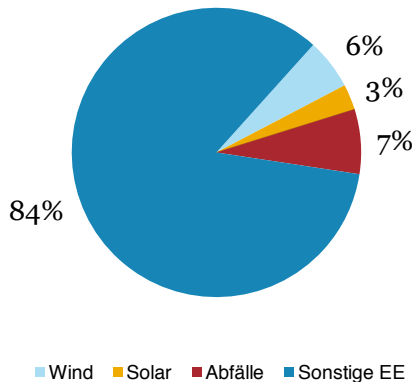
	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	Phase 5	Phase 6
	Wind Basisbetrag per Phase (€/kWh)					
Onshore Wind < 6 MW (max. Volllaststunden)	0,0875 2.800	0,1000 2.280	0,1125 1.960	0,1125 1.960	0,1125 1.960	0,1125 1.960
Onshore Wind ≥ 6 MW (max. Volllaststunden)	0,0875 2.960	0,1000 2.960	0,1125 2.520	0,1213 2.320	0,1213 2.320	0,1213 2.320
Wind in Küstennähe (max. Volllaststunden)	0,0875 2.560	0,1000 2.560	0,1125 2.560	0,1375 2.560	0,1538 2.560	0,1538 2.560
Offshore Wind (max. Volllaststunden)	0,0875 3.000	0,1000 3.000	0,1125 3.000	0,1375 3.000	0,1625 3.000	0,1875 3.000

Quelle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

Durch die Deckelung der Förderung und das „first come, first serve“ Prinzip könnte sich die Unsicherheit bei Investoren zunächst erhöhen und der Kapazitätsausbau verzögern. Um weitere Projekte im Bereich Offshore realisierbar zu machen, sollten auch die Kosten weiter fallen. Dazu zählt auch ein standardisierter Ablauf für den Netzanschluss. Positiv in diesem Hinblick ist die Entscheidung, den Netzbetreiber Tennet einen Plan für den optimalen Anschluss von bis zu 3,45 GW Offshore-Kapazitäten entwerfen zu lassen. Vor diesem Hintergrund ist für den holländischen Windmarkt angesichts günstiger Windbedingungen ein stabiles Wachstum zu erwarten.

## Luxemburg

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Als eines der kleinsten Länder in Europa hat die Stromproduktion in Luxemburg im Jahr 2012 bei 3.776 GWh gelegen. Der weitaus größte Teil des Stromverbrauchs wird aus Importen gedeckt, im Jahr 2012 waren es 6.732 GWh. Die heimische Stromerzeugung stammt zu mehr als 63% aus Erdgas. Erneuerbare Energien machen einen Anteil in Höhe von 34,2% aus. Den weitaus größten Anteil hiervon machen Pumpspeicherkraftwerke aus, während der Anteil von Windenergie bei 6% liegt. Die installierte Kapazität liegt bei 58 MW verteilt auf 15 Windparks.

Im Jahr 2008 hat Luxemburg die Förderung der Erneuerbaren Energien durch eine Einspeisevergütung eingeführt. Diese Regelung garantiert dem Betreiber von WEA die Abnahme und Bezahlung des produzierten Stroms durch den Netzbetreiber. Dabei trägt der Endverbraucher die entstehenden Mehrkosten. Windenergie wird mit 82,7 EUR je MWh für 15 Jahre gefördert.

Die Relevanz des Luxemburger Windmarkts bleibt zweifellos überschaubar. Allerdings rechnen wir angesichts des Strombedarfs und der festgelegten Einspeisevergütung damit, dass in den nächsten Jahren Windparks realisiert werden.

### Ausbauprognose BeNeLux

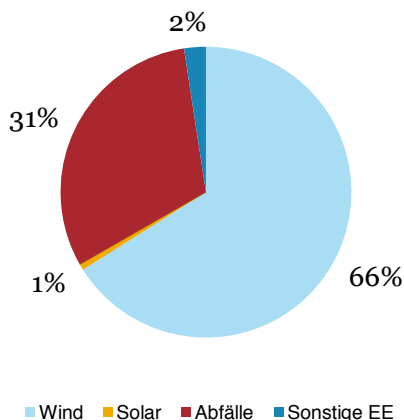
		2012	2013	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e
Belgien	Zubau	297	276	250	360	300	350	350
	Bestand	1.375	1.651	1.901	2.261	2.561	2.911	3.261
Niederlande	Zubau	119	303	360	475	750	700	550
	Bestand	2.391	2.693	3.053	3.528	4.278	4.978	5.528
Luxemburg	Zubau	14	0	0	20	40	20	0
	Bestand	58	58	58	78	118	138	138

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.2.2 Skandinavien

### Dänemark

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Dänemark blickt auf eine mehr als 30jährige Geschichte in der Windenergie zurück. Die durch die geographische Lage sehr guten Windbedingungen haben zu einer frühen Entwicklung der Windenergie geführt. Dabei hat allein der aus Windenergie produzierte Strom im Jahr 2012 einen Anteil von 33,5% gehabt bei einer gesamten Stromproduktion von 30.623 GWh. Insgesamt machen die Erneuerbaren Energien 50,4% an der gesamten Stromerzeugung aus. Die fossilen Brennstoffe liegen bei 34,5% für Kohle und 13,7% für Erdgas.

Seit dem Regierungswechsel 2011 hat die Regierung die Ziele für Windenergie deutlich angezogen und dadurch Bewegung in den durch Unentschlossenheit geprägten Windmarkt gebracht. Bis 2020 sollen dabei 50% des Elektrizitätsbedarfs aus Windenergie stammen. So ist der Zubau 2013 mit 657 MW nahezu explodiert, welcher auch durch die Inbetriebnahme des 400 MW (davon 51 MW bereits 2012 errichtet/installiert) Offshore-

Parks Anhalt maßgeblich geprägt wurde. Um das ehrgeizige Ziel bis 2020 zu erreichen, sind 1.800 MW Onshore-Kapazität und 1.500 MW Offshore-Kapazität nötig. Für den Ausbau im Bereich Offshore werden insbesondere die beiden Projekte Horns Rev 3 mit 400 MW und Kriegers Flak mit 600 MW beitragen. Beide Tender sollten Anfang bzw. Mitte

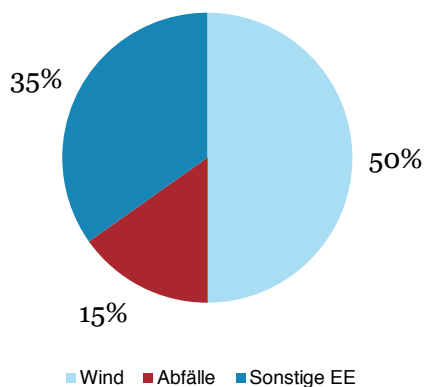
2015 schließen, wobei der Tender für Kriegers Flak aufgrund der Kosten um zwei Jahre verschoben wurde. Zudem werden küstennahe Gebiete für eine Kapazität von 450 MW ausgelotet. Die Finanzierung von großen, nicht nur dänischen Offshore-Parks wird zudem durch dänische Pensionsfonds unterstützt. Sowohl die beiden größten Fonds (PensionDanmark und PKA) als auch kleinere Fonds haben beträchtliche Summen investiert.

Dänemark fördert die Stromproduktion durch Erneuerbare Energien hauptsächlich mit Hilfe eines Premium Tarifes, der den Anlagenbetreibern zusätzlich zum Marktpreis einen variablen Bonus gewährt. Dabei erhält der Betreiber auf den üblichen Marktpreis einen Bonus von 0,25 DKK je kWh, der allerdings durch eine gesetzlich vorgeschriebene Höchstvergütung gedeckelt ist. Für Onshore-Anlagen gilt eine Maximalvergütung von 0,58 DKK je kWh; als Berechnungsbasis gilt eine Mischrechnung aus vorgegebenen Volllaststunden und einer rotorflächenabhängigen Berechnung. Die Laufzeit der Bonuszahlung liegt damit - je nach Standortqualität - zwischen 6 und 8 Jahren (dies gilt für Anlagen, die nach dem 01.01.2014 errichtet worden). Für Offshore-Parks gibt es Tenderverfahren, in denen die Vergütung anhand der Gebote festgelegt wird.

Der Kapazitätsausbau wird auf kürzere Sicht im Bereich der Onshore-Anlagen erfolgen und auf längere Sicht vom Ausbau der Offshore-Anlagen getragen werden. Parallel dazu wird das Wachstum durch Repowering-Aktivitäten unterstützt. Letzteres wird durch die in 2012 in Gang gesetzte neue Kommunalplanung ermöglicht.

## Norwegen

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Norwegen ist aufgrund seiner geographischen Lage und der geologischen Beschaffenheit reich an Energieressourcen. Der Wohlstand des Landes hängt vor allem mit den reichen Öl- und Gasvorkommen vor den Küsten zusammen. Die Unabhängigkeit in Sachen Stromproduktion ist zudem eine Folge der hervorragenden Gegebenheiten für die Nutzung von Wasserkraft. Im Jahr 2012 sind von insgesamt 147.867 produzierten GWh Strom 96% mit Wasserkraft erzeugt worden. Die (übrigen) Erneuerbaren Energien machen bei der Stromerzeugung nur einen geringen Anteil von 2,1% aus<sup>5</sup>. Windenergie macht von den Erneuerbaren Energien die Hälfte der Stromerzeugung aus. Insgesamt sind in Norwegen 768 MW Windkraft ausschließlich Onshore installiert. Seit 2012 hat der Zubau aufgrund verbesserter Förderbedingungen zusehends an Fahrt gewonnen. Vorher gab es lediglich eine Förderung, die von Projekt zu Projekt festgelegt wurde.

Seit 2012 besteht ein integrierter norwegisch-schwedischer Zertifikatemarkt, nachdem Norwegen dem seit 2003 in Schweden existierenden Fördersystem beigetreten ist. Der gemeinschaftliche Markt soll zur Finanzierung des geplanten Ausbaus von erneuerbarer Stromerzeugung in Höhe von 26,4 TWh bis 2020 beitragen, wobei beide Länder jeweils die Hälfte tragen. Dieser Fördermechanismus basiert auf einem Quotensystem mit angegliedertem Zertifikatesystemhandel mit einer Förderdauer von 15 Jahren. Um von der Förderung über die volle Laufzeit zu profitieren, müssen die WEA bis 2020 in Betrieb genommen sein, da der gemeinsame Zertifikatemarkt nur bis 2035 bestehen soll. Die Nachfrage nach „grünen“ Zertifikaten wird durch die geltende Quote bestimmt, die die Versorger dazu verpflichtet, einen regulierten Anteil an regenerativen Strom zu vermarkten. Das Angebot am Zertifikatemarkt wird durch Investitionen der Betreiber in erneuerbaren Strom beeinflusst, der für jede produzierte MWh Strom ein Zertifikat erhält. Die Betreiber haben dadurch zwei Einnahmequellen, einerseits durch die Vermarktung des produzierten Stroms und andererseits durch den Verkauf der Zertifikate. Für beide Länder ist ein Anstieg der Quoten bis 2020 geplant, da bis dahin mit neuen Anlagen im gemeinsamen Markt gerechnet wird. Für Norwegen liegt die zu erreichende Quote 2014 bei 6,9% und steigt bis 2020 auf 18,3%. Nach 2020 wird sich durch die auslaufende Förderung die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate allmählich wieder verringern. Um eine gleichmäßige Verteilung der Finanzierung des Ausbaus zu gewährleisten, sollen die Quoten ab 2016 angepasst werden, was für Norwegen eine moderate Herabsetzung der Quote bedeutet und für Schweden eine Erhöhung.

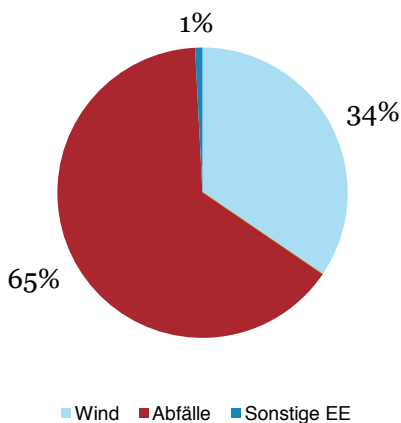
<sup>5</sup> Anteil der Erneuerbaren Energien ist entsprechend Eurostat ohne Wasserkraft

Der norwegische Offshore-Bereich ist bisher, trotz der sehr guten Windbedingungen, weitestgehend nicht existent. Neben dem Umstand, dass angesichts der Wasserkraft für ambitionierte Ziele im Bereich Erneuerbarer Energien kaum Bedarf besteht, ist die Öl- und Gasindustrie im Offshore-Bereich seit Jahrzehnten vorherrschend und stellt einen übermächtigen Konkurrenten im Kampf um begehrte Standorte dar. Solange Öl- und Gasvorkommen an einem Standort vermutet werden, ist es schwer vorstellbar, dort einen Windpark errichten zu können. Positiv ist in diesem Zusammenhang die Vergabe mehrerer Konzessionen für den Bau von Offshore-Windparks. Das größte Projekt Havgul I mit einer Größe von 350 MW steckt jedoch noch in der Planungsphase.

Vor diesem Hintergrund ist kurzfristig nur im Bereich Onshore mit einem ansteigenden Ausbau zu rechnen. Im Bereich Offshore wird ein Ausbau erst mittelfristig wahrscheinlich. Insgesamt sind wir, angesichts guter Windbedingungen sowie des geschaffenen Anreizes durch den gemeinschaftlichen Zertifikatemarkt, für den norwegischen Windmarkt bis 2020, wenn keine Zertifikate mehr für neue Projekte ausgegeben werden, vorsichtig optimistisch. Die Quoten sollten ab 2016 leicht nach unten angepasst werden, welches für den Ausbau nur geringe Bedeutung haben dürfte.

## Schweden

### Regenerativer Energiemix 2012



Die schwedische Stromproduktion hat im Jahr 2012 einen neuen Rekordstand von 166.562 GWh erreicht. Dabei wurde sogar das Vorkrisen-Niveau übertroffen. Den größten Anteil der Stromproduktion mit jeweils 38,4% und 47,4% haben dabei die Kernenergie und die Wasserkraft getragen. Die Erneuerbaren Energien hatten im gleichen Zeitraum einen eher mäßigen Anteil von 12,5%. Innerhalb der Erneuerbaren Energien machte Windenergie mit 34% den zweitgrößten Anteil nach der Stromerzeugung aus (Holz-)Abfällen aus. In den letzten Jahren wies die Windenergie ein starkes Wachstum auf, wobei die Kapazitäten in den letzten drei Jahren auf knapp 4,5 GW ausgebaut wurden. Seit der Einführung der Quotenregelung im Jahr 2003 hat sich der Bestand nahezu verzweifacht.

Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Das wichtigste Förderinstrument ist folglich die Quotenregelung mit angeschlossenem Zertifikatehandel, der seit 2012 gemeinschaftlich mit Norwegen betrieben wird (siehe Norwegen). Die Quote, die den Anteil

von regenerativem Strom am vermarkteten Strom festlegt, liegt in Schweden für 2014 bei 14,2% und steigt bis 2020 auf 19,5% an. Wie zuvor dargestellt wird danach die Zahl der ausgegebenen Zertifikate allmählich sinken. Allerdings stellt Schweden eine nachfolgende Regelung in Aussicht. Die Befürchtung, dass viele Investoren künftig Norwegen wegen besserer Windbedingungen als Standort bevorzugen würden, hat sich bisher nicht bestätigt. Jedoch halten wir entsprechende Abwanderungen für prinzipiell realistisch. Als positiven Effekt des nun integrierten Marktes ist die höhere Liquidität im Zertifikatehandel zu sehen.

Die Kernenergie stellt nach wie vor einen wichtigen Pfeiler in der Energieversorgung Schwedens dar. Auch in der Zukunft wird an der Kernenergie festgehalten, allerdings soll der Sektor keine weiteren Subventionen erhalten. Gegenüber der EU ist für die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (inklusive Hydroenergie) ein Ziel von 60% bis 2020 festgelegt, welches bereits nahezu erreicht ist. Im Konsens zwischen Norwegen und Schweden liegt die Zielvorgabe bis 2020 für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bei 26,4 TWh. Für Windenergie allein gibt es keine genaue Zielsetzung, jedoch wird erwartet, dass der größte Teil des nötigen Ausbaus in diesem Bereich stattfinden wird. Es gibt jedoch einige Hindernisse, die den Kapazitätsausbau verlangsamten könnten. So bekamen schwedische Kommunen 2009 ein Vetorecht bzgl. des Baus neuer Windkraftanlagen zugesprochen und haben von diesem in letzter Zeit vermehrt Gebrauch gemacht. Darüber hinaus stellt das Stromnetz eine weitere Hürde dar, da der aus Windenergie gewonnene Strom aus dem Norden in den Süden transportiert werden muss. Deshalb hat die Regierung das Land in vier Regionen unterteilt, um hier differenzierte Anreize schaffen zu können und die Stromproduktion dem regionalen Verbrauch anzupassen. Eine neue Regelung hat ein weiteres Problem in Bezug auf den erforderlichen Ausbau des Stromnetzes behoben. Hierbei musste der Betreiber von neuen Anlagen einen erforderlichen Netzausbau selber tragen, welches bei Investitionen zu Verzögerung führen konnte. Jetzt werden die Kosten des Netzausbaus zwischen den Betreibern aufteilt.



Derzeit ist die Marktlage auf dem gemeinsamen Markt, aufgrund niedriger Strom- und Zertifikatpreise, schwierig. Zudem hat die schwedische Energieagentur auf die Schieflage im Quotensystem hingewiesen. Um dieses auszugleichen, sollten die Quoten ab 2016 stark angehoben werden. Falls die Anpassung nicht stattfindet, ist mit einem starken Rückgang beim Ausbau der Windkraft über die nächsten drei bis vier Jahre zu rechnen. Wir gehen davon aus, dass die entsprechende Anpassung vollzogen wird und nach einer leichten Delle im nächsten und übernächsten Jahr wieder ein anziehendes Wachstum zu erwarten ist.

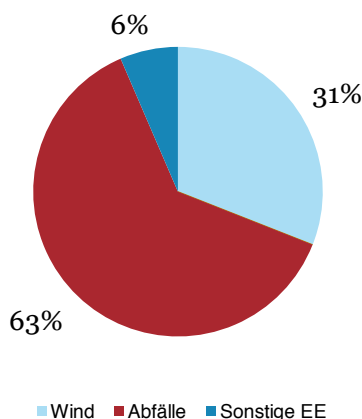
### Ausbauprognose Skandinavien

		2012	2013	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e
Dänemark	Zubau	220	657	320	360	480	500	500
	Bestand	4.162	4.772	5.092	5.452	5.932	6.432	6.932
Norwegen	Zubau	166	110	250	350	500	600	600
	Bestand	703	768	1.018	1.368	1.868	2.468	3.068
Schweden	Zubau	846	724	750	400	350	650	700
	Bestand	3.582	4.470	5.220	5.620	5.970	6.620	7.320

Quelle: EWEA, eigene Prognose

### 2.2.3 Ost- und Südosteuropa

#### Polen



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

#### Regenerativer Energiemix 2012

Die polnische Stromerzeugung ist historisch von Kohle abhängig. Bei einer Gesamterzeugung von 162.138 GWh im Jahr 2012 sind 83% davon aus Kohle produziert worden. Erneuerbare Energien haben 9,5% zur Stromerzeugung beigetragen, welches im Vergleich zu 2010 eine nahezu Verdopplung ist. Das Wachstum stammt vor allem vom starken Ausbau der Windenergie. So macht Windenergie mit 31% des aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms den zweitgrößten Anteil aus.

Der aktuelle Fördermechanismus basiert auf einer Quotenregelung, an die ein Zertifikatesystem gegliedert ist. Dieser hat in der jüngeren Vergangenheit zu einem starken Wachstum im Bereich Onshore-Wind geführt. Die Windkraftkapazität hat sich von 725 MW im Jahr 2009 auf 3.390 MW im Jahr 2013 fast verfünffacht. Trotz dieser Entwicklung wird der Mechanismus momentan überarbeitet und bald durch ein Auktionssystem ersetzt.

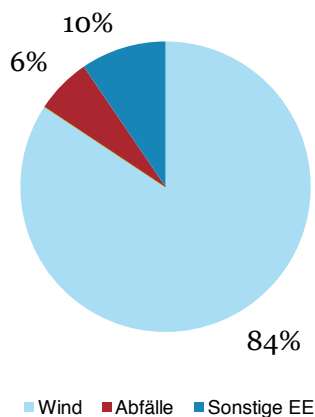
Die Neuregelung, die noch vom Parlament abgenommen werden muss, soll die Kosten für Verbraucher reduzieren, da man die Stromkosten als wichtigen Wettbewerbsfaktor für die polnische Ökonomie sieht. Im neuen Auktionssystem bieten die Betreiber bei einer Auktion, die vom Energy Regulatory Office durchgeführt wird, auf die gegebenen Projekte. Der Zuschlag geht an den Bieter, der die niedrigste Förderung veranschlagt für eine Förderzeit von 15 Jahren.

Bis 2020 sollen 15,5% der Stromproduktion aus regenerativen Energien stammen. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen bis 2020 Windkraftkapazitäten in Höhe von 6,55 GW errichtet sein, dabei wird vor allem auf Onshore-Wind gesetzt. Obwohl die Windbedingungen für Windparks im Meer günstig sind, liegt die Offshore-Zielvorgabe bei nur 500 MW bis 2020. Der Bau des ersten Offshore-Parks soll 2018 starten. Im Kontrast zu diesen Zielen unterstützt der polnische Premier Tusk die Pläne, 6 GW an Atomkraft zu errichten. Die Kosten für neue Kraftwerkskapazitäten sollen von den Verbrauchern getragen werden, weshalb die Unterstützung von Erneuerbaren Energien von einigen Marktakteuren bezweifelt wird. Doch auch der Bau von neuen Atomkraftwerken ist noch keine beschlossene Sache und angesichts der hohen Kosten zweifelhaft. Ein weiteres großes Problem stellt das polnische Stromnetz dar, das nicht über ausreichend freie Kapazitäten verfügt, um zusätzlichen Strom aus Windkraft in nennenswertem Umfang zu transportieren. Erschwerend kommen der bürokratische Verwaltungsapparat und kontroverse politische Entscheidungen hinzu. Ein neues Gesetz soll die Errichtung von WEA innerhalb eines Radius von drei Kilometern von Wohn- und Forstgebieten verbieten.

Angesichts der wenig ambitionierten Ziele, politisch wird derzeit ein jährliches Wachstum der Kapazitäten von nur 500 MW angestrebt, ist vorerst mit einer Verlangsamung des Ausbaus zu rechnen. Im Offshore-Bereich wird erst längerfristig mit nennenswerten Errichtungen zu rechnen sein. Insgesamt muss sich nach dem Wechsel zum neuen Fördermechanismus noch zeigen, wie dieser die Investitionsbereitschaft beeinflusst.

## Rumänien

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Rumänien ist beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im südosteuropäischen Vergleich weit fortgeschritten. Trotzdem ist im Jahr 2012 der überwiegende Teil aus fossilen Energiequellen erzeugt worden. Den größten Anteil an der Stromerzeugung hat dabei nach wie vor Kohle mit 38,8%. Dahinter folgen Wasserkraft, Kernenergie und Erdgas mit jeweils 20%, 19% und 15%. Erst danach rangieren die Erneuerbaren Energien bei einem geringen Anteil von 5,3%, davon macht Windkraft 85% aus. Jedoch ist zu bemerken, dass der Ausbau der Windkraft 2010 erst richtig begonnen hat. Waren im Jahr 2009 lediglich 14 MW installiert, so hat sich der Bestand bis Ende 2013 auf 2,6 GW vervielfacht. Nach dem bisher stärksten Kapazitätsausbau im Jahr 2012 mit 923 MW ist der Zubau 2013 mit 695 MW weit hinter den Erwartungen zurück geblieben. Ausschlaggebend für die rückläufige Entwicklung waren vor allem eine Änderung bei der Förderung und die daraus resultierende Verunsicherung der Investoren.

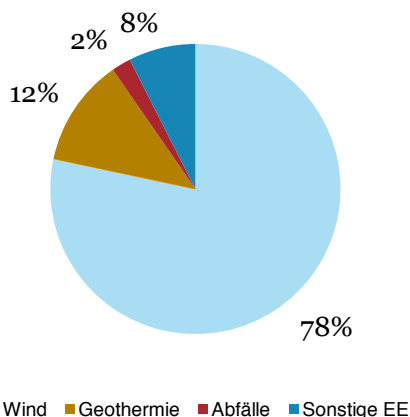
Die Förderung ist in Rumänien über ein Quotensystem mit Zertifikatehandel geregelt. Nach dem Inkrafttreten eines neuen Gesetzes wurde die Zertifikate-Vergabe für vor 2014 errichtete Anlagen für den Zeitraum vom 1. Juli 2013 bis 31. März 2017 nachträglich von zwei auf ein Zertifikat je MWh reduziert. Ab dem 1. Januar 2018 sollen wieder zwei Zertifikate je MWh vergeben werden. Für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2014 errichtet wurden, erhält der Betreiber 1,5 Zertifikate je MWh bis zum 31. Dezember 2017, wonach sich die Zahl auf 0,75 Zertifikate je MWh reduziert. Dabei beträgt die Förderdauer insgesamt 15 Jahre. Für die Zertifikate sind bis 2025 gesetzlich ein Mindestwert von 27 EUR und ein Höchstwert von 55 EUR festgelegt, welche inflationsindexiert sind. Die Kosten der Mengenregelung trägt der Verbraucher über den Strompreis. Die Änderungen sind durchgeführt worden, nachdem die Regierung in einer Evaluierung festgestellt hat, dass eine niedrigere Anzahl an Zertifikaten ausreichend für die weitere Entwicklung des Sektors ist. Ergänzend zum Quotensystem gibt es auch Investitionszuschüsse aus EU-Fördertöpfen; dabei wird dann aber auf die staatliche Förderung verzichtet.

Der Windmarkt wird durch europäische Energieversorger dominiert. Diese tragen einen maßgeblichen Anteil am Ausbau bei. So hat der tschechische Energieversorger CEZ 2012 den Bau des Fantanele-Cogealac Projekts fertiggestellt, den größten europäischen Windpark mit 600 MW. Auch andere Versorger, wie der italienische Enel, betreiben große Windparks in Rumänien. Als Schwachpunkt gilt das rumänische Netz, welches nach Angaben des Netzbetreibers lediglich für eine Windstromproduktion aus 3 bis 3,5 GW Kapazität ausgelegt ist.

Mit der reduzierten Förderung bietet die Windkraft kaum mehr eine attraktive Vergütung. Aus Investorensicht wichtiger ist zudem die fehlende legislative Stabilität zu bemängeln, was die Planungssicherheit für die Projekte belastet. Angesichts des steigenden Strombedarfs einerseits und des noch geringen Anteils Erneuerbarer Energien andererseits, gehen wir langfristig von Verbesserungen bei der Förderung und folglich wieder vielversprechenderen Perspektiven aus. In den nächsten Jahren ist allerdings eine Schwächephase zu erwarten.

## Türkei

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Dank einer dynamischen wirtschaftlichen Entwicklung und steigendem Wohlstand steigt die Stromproduktion in der Türkei seit Jahren kontinuierlich an und lag im Jahr 2012 bei 239.497 GWh. Davon macht Erdgas mit 43,6% nach wie vor den größten Anteil an der Stromerzeugung aus. Dahinter haben Kohle und Wasserkraft mit jeweils 27,7% und 24,2% nennenswerte Anteile. Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist zwar innerhalb der letzten Jahre stark angestiegen, macht dennoch nur einen geringen Anteil von 3,1% der Gesamterzeugung aus. Strom aus Windkraft macht bei den Erneuerbaren Energien den weitaus größten Anteil mit 78,3% aus. Im Jahr 2013 hat die Kapazität die Grenze von 3 GW erreicht, von denen allein die Hälfte innerhalb der letzten drei Jahre zugebaut wurde.

Die Förderung wird in der Türkei seit 2011 durch eine feste Einspeisevergütung von 73 USD je MWh für einen Zeitraum von zehn Jahren geregelt. Dies gilt für Anlagen, die bis zum 1. Januar 2016 in Betrieb genommen sind. Das Gesetz bietet Betreibern zusätzlich eine Vergütung von bis zu 37 USD je MWh für fünf Jahre, wenn in der Türkei produzierte Komponenten verwendet werden. Über die feste Vergütung hinaus ist es dem Anlagenbetreiber auch erlaubt, den produzierten Strom in den nationalen Strompool oder durch PPAs direkt an Versorger zu verkaufen. Da der direkte Verkauf attraktivere Konditionen als die Einspeisevergütung bietet, wählen die meisten Investoren den direkten Verkauf.

Die Förderung wird in der Türkei seit 2011 durch eine feste Einspeisevergütung von 73 USD je MWh für einen Zeitraum von zehn Jahren geregelt. Dies gilt für Anlagen, die bis zum 1. Januar 2016 in Betrieb

Eine neue Verordnung, die seit Ende 2013 in Kraft ist, bringt zwei Änderungen in Bezug auf die Antragstellung. Zum einen wird diese jetzt in zwei Phasen aufgeteilt. In einer Vorqualifizierungsrunde muss der Betreiber innerhalb von 24 Monaten alle nötigen Genehmigungen (regionale Planung, Konstruktion, Landkauf, etc.) eingeholt haben. In der zweiten Phase legt die Türkische Stromnetzagentur fest, wie viel durch Windkraft erzeugter Strom jährlich in das regionale Netz eingespeist werden kann.

Angesichts der steigenden Energienachfrage müssen innerhalb der nächsten zehn Jahre die Kapazitäten der Stromerzeugung stark ausgebaut werden. Die Regierung plant bis 2023 neue Kapazitäten in Höhe von 120 GW sowohl in Atomkraft und Kohle als auch in Erneuerbare Energien zu errichten. Windkraft soll dabei eine Gesamtkapazität von 20 GW beitragen. Das flächenmäßig große Land bietet daher langfristige Potenzial für ein deutliches Wachstum des Windmarktes.

### Ausbauprognose Polen, Rumänien und Türkei

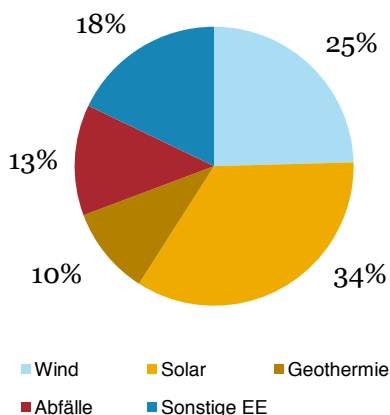
		2012	2013	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e
Polen	Zubau	880	894	700	600	700	800	800
	Bestand	2.496	3.390	4.090	4.690	5.390	6.190	6.990
Rumänien	Zubau	923	695	250	150	100	100	100
	Bestand	1.905	2.599	2.849	2.999	3.099	3.199	3.299
Türkei	Zubau	506	646	800	1.000	1.200	1.200	1.200
	Bestand	2.312	2.956	3.756	4.756	5.956	7.156	8.356

Quelle: EWEA, eigene Prognose

## 2.2.4 Süd- und Südwesteuropa

### Italien

#### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

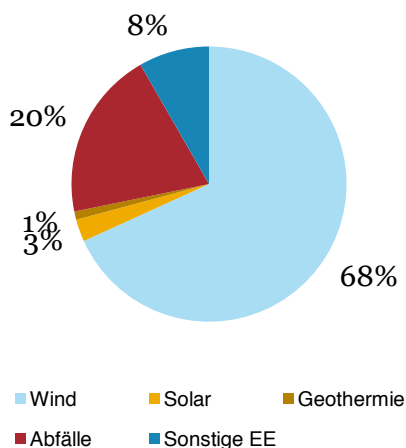
Die italienische Stromproduktion hat im Jahr 2012 bei 299.276 GWh gelegen und kann damit bei weitem nicht den eigenen Energiebedarf decken. Aufgrund dessen ist Italien auf Stromimporte aus dem Ausland angewiesen und hat 2012 mehr als 45 GWh Strom importiert. Der größte Anteil der heimischen Stromerzeugung entfällt mit 43,1% auf Erdgas, während auf die Erneuerbaren Energien der mit 18,2% zweitgrößte Anteil entfällt. Dabei trägt Windkraft mit 24,6% nach Solar mit 34,6% den zweitgrößten Anteil bei den Erneuerbaren Energien bei. In den Jahren zwischen 2010 und 2012 sind jährlich im Durchschnitt etwas mehr als 1 GW neue Windkraftkapazitäten errichtet worden. Im Jahr 2013 ist die Marke von 8,5 GW Gesamtkapazität erreicht worden, dabei ist der jährliche Ausbau jedoch auf 444 MW eingebrochen. Grund für den starken Rückgang ist die Neuregelung der Förderung.

Die Förderung für Anlagen ab einer Größe von 5 MW wird seit dem Jahr 2013 durch eine Einspeisevergütung geregelt, die im Auktionsverfahren verteilt wird. Dabei gibt es bei der Vergütung eine festgelegte Ober- und Untergrenze, die mit einer jährlichen Degression von 2% angepasst wird. Bei Onshore-Anlagen liegt die Obergrenze bei 124,46 EUR je MWh und die Untergrenze bei 88,9 EUR je MWh. Die Vergütung wird über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert. Bei Offshore-Anlagen liegt die Vergütung zwischen 164,64 EUR je MWh und 117,6 EUR je MWh für einen Förderzeitraum von 25 Jahren. Darüber hinaus hat die Regierung eine Deckelung für den Ausbau eingeführt, die zwischen 2013 und 2015 für Onshore-Anlagen bei jährlich 500 MW und bei Offshore-Anlagen bei 650 MW liegt. Es wird bezweifelt, dass innerhalb der nächsten Jahre überhaupt Offshore-Projekte realisiert werden. Bei der ersten Auktion erreichten die Gebote nicht einmal die vorgegebene Deckelung. In der zweiten Auktion war die Nachfrage bei Onshore-Anlagen deutlich höher, während es für Offshore keine Gebote gab, was die Hoffnung aufkommen lässt, dass zukünftig Offshore-Kapazitäten auch für Onshore-Anlagen genutzt werden können. Der Wechsel zum Auktionsverfahren erschwert den Prozess für die Betreiber.

Vor diesem Hintergrund sollte in den nächsten Jahren mit einem mäßigen Wachstum im italienischen Windmarkt zu rechnen sein. Dabei dürfte das Niveau etwas über dem von 2013 liegen.

### Portugal

#### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

In Portugal hat die Stromproduktion im Jahr 2012 bei 46.469 GWh gelegen. Davon haben die Erneuerbaren Energien den größten Anteil mit 32,3% der Gesamterzeugung. Kohle und Erdgas, die früher den Strommarkt geprägt haben, machen jeweils einen Anteil von 28,1% und 22,9% aus. Innerhalb der Erneuerbaren Energien macht die Windkraft mit 68,2% den weitaus größten Anteil aus. Die Gesamtkapazität, die nahezu ausschließlich aus Onshore-Anlagen besteht, hat Ende 2013 etwas mehr als 4,7 GW erreicht. Dabei hat sich der Ausbau innerhalb der letzten Jahre stark verlangsamt. Aufgrund der Schuldenkrise hat die finanzielle Stabilität des Landes eine höhere politische Priorität als der Ausbau regenerativer Energien. Mit nur 155 MW in 2012 und 196 MW in 2013 ist deutlich weniger Leistung in Betrieb genommen worden als in den Jahren vor der Krise.

Die Erneuerbaren Energien wurden bis 2012 in Portugal über eine Einspeisevergütung gefördert, die den Netzbetreiber zur Abnahme und Vergütung des produzierten Stroms verpflichtete. Die Kosten wurden an die Verbraucher weitergegeben. Die Vergütung

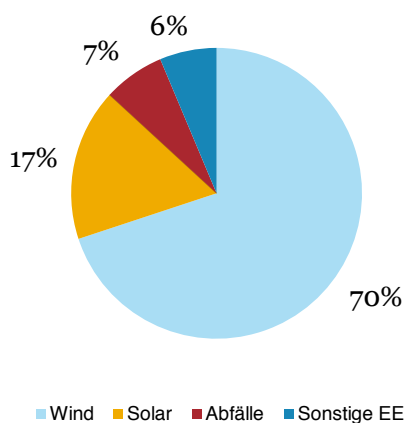
wurde dabei aus einer Formel errechnet, wobei zwischen den verschiedenen Energiequellen unterschieden und die Leistungsdaten einzelner Anlagen einbezogen wurden. Für Strom aus Windkraft lag die durchschnittliche Vergütung bei 74 bis 75 EUR je MWh. Der Tarif war auf 15 Jahre bzw. maximal 33 GWh je installiertem MW begrenzt. Da für Offshore-Wind die gleichen Sätze galten, war der Ausbau bisher auf eine Testanlage beschränkt. Eine weitere Testanlage für schwimmende Offshore-Anlagen ist in der Planung und soll 2017 in Betrieb genommen werden.

Die Unterstützung für Erneuerbare Energien in Portugal ist nach wie vor von Unsicherheit geprägt. Der portugiesische Premier Minister Pedro Passos Coelho hat zwar seine positive Haltung gegenüber regenerativ erzeugtem Strom bestätigt, jedoch fordert die Europäische Kommission das defizitäre Vergütungssystem auszusetzen, um weiterhin finanzielle Unterstützung zu erhalten. Bereits Anfang 2012 hat die Regierung die Förderung neuer Windkraftprojekte ausgesetzt.

Die guten Windbedingungen, die aufgrund der geographischen Lage vorherrschend sind, bieten ansonsten gute Bedingungen für den Bau von Windkraft. Allerdings ist der Ausbau von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abhängig. Vor diesem Hintergrund dürfte kurz- und mittelfristig wenig Wachstum im portugiesischen Windmarkt zu beobachten sein. Auf längere Sicht sollte der Markt wieder etwas mehr Wachstum bieten.

## Spanien

### Regenerativer Energiemix 2012



Quelle: EUROSTAT / Bloomberg

Im Bereich der Windkraft ist Spanien gemessen am Bestand nach wie vor der zweitgrößte europäische Markt mit einer Gesamtkapazität von knapp 23 GW. Bei einer Stromproduktion von 297.532 GWh im Jahr 2012 haben die Erneuerbaren Energien mit 23,8% den zweitgrößten Anteil ausgemacht. Die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen ist beim Strommix nach wie vor ein wichtiger Bestandteil. Den größten Anteil bei der Stromerzeugung hat Erdgas mit 24,6%, während Kernenergie und Kohle auf jeweils 20,7% und 18,5% kommen.

Windkraft hat unter den Erneuerbaren Energien einen Anteil von 70% und macht damit einen wesentlichen Anteil der Energieinfrastruktur aus. In den Spitzenzeiten wurden mit 2,5 und 3,5 GW pro Jahr mehr Kapazitäten hinzugebaut als in Deutschland. Mit Ausbruch der Schuldenkrise ist auch der spanische Windmarkt unter Druck geraten und in 2013 gänzlich eingebrochen. Grund dafür ist die enorme Verunsicherung der Investoren infolge rückwirkender Kürzungen bei der Vergütung von Erneuerbaren Energien. Diese hat die spanische Regierung im Juni 2014 endgültig beschlossen. Die dadurch geschaffenen Bedingungen werden den Windmarkt für gewisse Zeit in der Zukunft zum Erliegen bringen.

Durch ein Gesetz vom Juli 2013, welches im Juni 2014 in Kraft getreten ist, ist die Förderung für Neuanlagen in Spanien grundsätzlich gestrichen worden. Diese werden nunmehr den üblichen Marktpreis erhalten. Diese Regel soll auch für Anlagen gelten, die vor 2005 errichtet wurden, obwohl dadurch die zuvor garantierte Förderzeit von 20 Jahren nicht eingehalten würde. Anlagen, die nach 2005 in Betrieb genommen worden sind, werden weiterhin durch ein Bonussystem gefördert. Der Kapitalertrag einer Anlage wird dabei auf derzeit durchschnittlich 7,4% p.a. über die Nutzungsdauer begrenzt. Der Ertrag errechnet sich dabei aus einem Durchschnitt der Rendite für zehnjährige spanische Staatsanleihen plus 300 Basispunkte. Zudem wird die Förderung rückwirkend zur ersten Auflage des Gesetzentwurfs im Juli 2013 gekürzt, wobei die überschüssige Förderung auf zukünftige Ansprüche angerechnet wird. Insgesamt ist die Rechtslage bei der spanischen Förderung alles andere als transparent. Die juristische Aufarbeitung ist sicher noch nicht zu Ende.

Durch ein Gesetz vom Juli 2013, welches im Juni 2014 in Kraft getreten ist, ist die Förderung für Neuanlagen in Spanien grundsätzlich gestrichen worden. Diese werden nunmehr den üblichen Marktpreis erhalten. Diese Regel soll auch für Anlagen gelten, die vor 2005 errichtet wurden, obwohl dadurch die zuvor garantierte Förderzeit von 20 Jahren nicht eingehalten würde. Anlagen, die nach 2005 in Betrieb genommen worden sind, werden weiterhin durch ein Bonussystem gefördert. Der Kapitalertrag einer Anlage wird dabei auf derzeit durchschnittlich 7,4% p.a. über die Nutzungsdauer begrenzt. Der Ertrag errechnet sich dabei aus einem Durchschnitt der Rendite für zehnjährige spanische Staatsanleihen plus 300 Basispunkte. Zudem wird die Förderung rückwirkend zur ersten Auflage des Gesetzentwurfs im Juli 2013 gekürzt, wobei die überschüssige Förderung auf zukünftige Ansprüche angerechnet wird. Insgesamt ist die Rechtslage bei der spanischen Förderung alles andere als transparent. Die juristische Aufarbeitung ist sicher noch nicht zu Ende.

Die ursprünglichen Ziele, bis 2020 35 GW onshore und 3 GW offshore installiert zu haben, sind in weite Ferne gerückt. Angesichts der gestrichenen Förderung ist in Spanien kurz- und mittelfristig kaum mit nennenswertem Wachstum zu rechnen. Langfristig sollte der Windmarkt, auch wegen der lokalen Wertschöpfung durch die spanischen Anlagenbauer Gamesa und Acciona, wieder etwas an Schwung gewinnen können. Jedoch sind Wachstumsraten wie vor der Schuldenkrise mittelfristig kaum vorstellbar.

## Ausbauprognose Italien, Portugal und Spanien

		2012	2013	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e
Italien	Zubau	1.239	444	480	560	720	960	1.250
	Bestand	8.118	8.551	9.031	9.591	10.311	11.271	12.521
Portugal	Zubau	155	196	80	80	160	360	560
	Bestand	4.529	4.724	4.804	4.884	5.044	5.404	5.964
Spanien	Zubau	1.110	175	10	20	50	250	400
	Bestand	22.784	22.959	22.969	22.989	23.039	23.289	23.689

Quelle: EWEA, eigene Prognose

### 2.3 Fördersysteme im Überblick

Abschließend werden die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Länder und deren dominierenden Fördersysteme für eine schnelle Referenz tabellarisch zusammengefasst:

Land	Kapitel	feste Einspeisevergütung	Einspeiseprämie variabel	fix	Quoten-/Tertifikatesystem	Preisfestsetzung durch Tenderverfahren
Deutschland	2.1.1	onshore bis 2014 offshore	onshore ab 2015			onshore ab 2017
Frankreich	2.1.2	onshore offshore				offshore
Großbritannien	2.1.3		onshore offshore		onshore offshore	Einspeiseprämie (CFD)
Irland	2.1.4	onshore				
Finnland	2.1.5		onshore offshore			
Belgien	2.2.1				onshore offshore	
Niederlande	2.2.1		onshore offshore			
Luxemburg	2.2.1	onshore				
Dänemark	2.2.2			onshore offshore		offshore
Norwegen	2.2.2				onshore	
Schweden	2.2.2				onshore	
Polen	2.2.3		(zukünftig)		onshore	(zukünftig)
Rumänien	2.2.3				onshore	
Türkei	2.2.3	onshore				
Italien	2.2.4			onshore offshore		onshore offshore
Portugal	2.2.4	(onshore)				
Spanien	2.2.4	(onshore)				

Quellen: RES-Legal, EWEA, GWEC, regionale Verbände, Krakau-Research

### 3 Prognose der weltweiten Entwicklung

Unverändert gehen wir vor dem Hintergrund des erwarteten Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums in den Schwellen- und Entwicklungsländern in den kommenden Jahren von einer weiteren Zunahme des weltweiten Stromverbrauchs aus. Die Internationale Energie Agentur (IEA) erwartet bis 2035 (Ausgangsjahr 2011) einen Anstieg des Gesamtenergieverbrauchs um ein Drittel, was etwa 1,2% pro Jahr entspricht. Angesichts einer sich langsam sichtbar verändernden Nutzung, beispielsweise im Hinblick auf Elektromobilität, sollte der Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten eher überdurchschnittlich steigen. Infolge der von der Politik forcierten Nutzung Erneuerbarer Energien kann die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert und das drohende CO<sub>2</sub>-Emissionswachstum begrenzt werden.

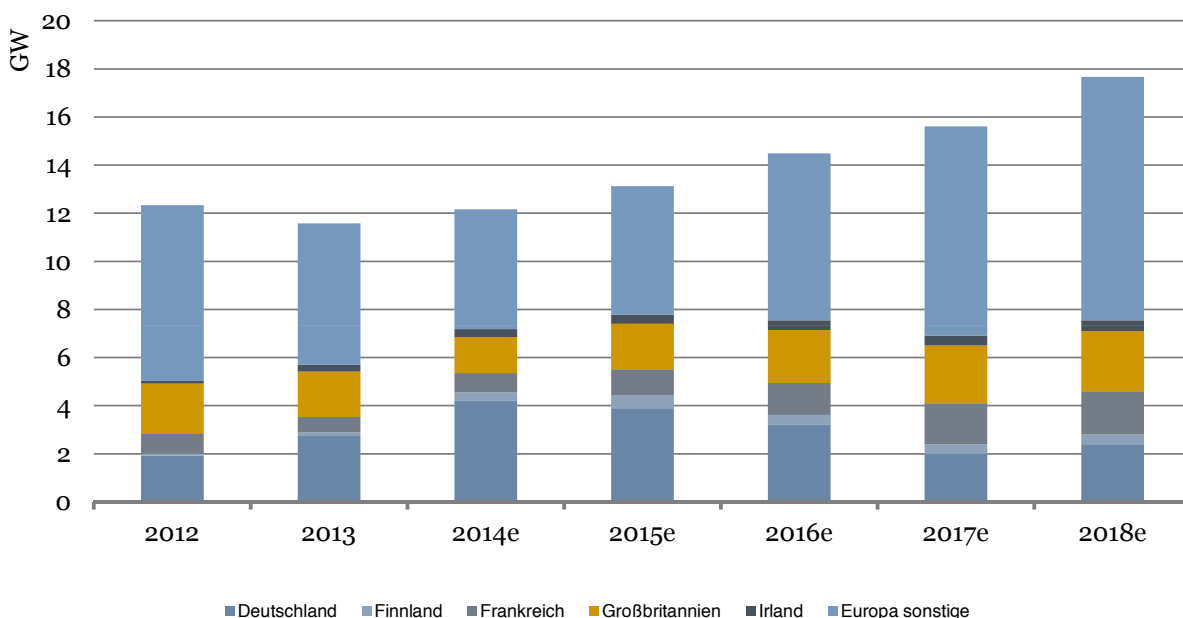
Neben ökologischen Aspekten, die durch die weltweit zunehmend kritische Haltung gegenüber der Kernenergie zusätzlich Unterstützung finden, befördern erfreulicher Weise auch wirtschaftliche Aspekte den Ausbau der Windenergie. Langfristig wird die Stromerzeugung durch Windkraft günstiger, während fossile Energieträger unter steigenden Brennstoffkosten leiden werden. Zudem rückt der Einsatz lokaler Wertschöpfung als Ersatz für den Import von Energie oder Energierohstoffen verstärkt in den Fokus volkswirtschaftlicher Überlegungen.

Wir gehen weiter davon aus, dass der Windenergiemarkt regional noch weiter an Breite gewinnen wird. Zahlreiche Länder werden erste WEA-Installationen aufweisen, in vielen anderen werden nennenswerte Volumina erreicht. Deutschland wird als eines der Pionierländer der Windkraft in den nächsten Jahren wohl europäischer Spitzenreiter bleiben. Dabei wird das Thema Offshore-Windkraft in Deutschland eine wichtige und etablierte Rolle spielen, das Verhältnis zu Onshore-Windkraft wie in Großbritannien wird hier gleichwohl nicht erreicht werden.

In Europa rechnen wir in diesem Jahr mit einem Zubau von gut 12 GW. Im Fünf-Jahres-Ausblick bis 2018 gehen wir von einem durchschnittlichen jährlichen Bestandwachstum von knapp unter 10% aus. Im Langfristszenario ist ein basisbedingter Rückgang des Wachstumstempos auf ca. 8% p.a. zu beobachten.

Nachstehend ist die erwartete Entwicklung der fünf ausführlich behandelten sowie der übrigen Länder in Europa dargestellt:

#### Prognose der jährlich neu installierten Windleistung in Europa



Quelle: EWEA, GWEC, HSH Nordbank AG, Krakau-Research

Weltweit erwarten wir für 2014 insgesamt einen Zubau von gut 47 GW installierter Leistung. Im mittelfristigen Szenario 2013 bis 2018 rechnen wir weltweit mit einem durchschnittlichen jährlichen Bestandswachstum von etwas über 13%. Im Langfristszenario 2018 bis 2023 wird sich das Wachstum basisbedingt auf 9,4% p.a. etwas verlangsamen.

In unsere Prognosen sind verschiedene Faktoren eingeflossen. Wir haben uns primär auf die Vorhersagen für die einzelnen Märkte konzentriert und länderindividuelle Ziele sowie die nationalen Entwicklungspläne innerhalb der EU berücksichtigt. Dabei wurden insbesondere die erwartete Entwicklung des Strombedarfs, Förderbedingungen und rechtliche Stabilität sowie topografische Gegebenheiten berücksichtigt. Soweit Datenmaterial über geplante Projekte vorhanden war, ist dieses in die Prognoserechnung, die wir „Windmodell“ nennen, eingeflossen.

## Das „Windmodell“

in MW	Bestand			Netto-Zubau					Bestand		Wachstum p.a.	
	2011	2012	2013	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e	2018e	2023e	13-18e	18e-23e
Belgien	1.078	1.375	1.651	250	360	300	350	350	3.261	4.200	14,6%	5,2%
Dänemark	3.956	4.162	4.772	320	360	480	500	500	6.932	9.000	7,8%	5,4%
Deutschland	29.071	30.989	33.730	4.200	3.900	3.200	2.000	2.400	49.430	60.000	7,9%	4,0%
Finnland	199	288	448	360	520	420	400	400	2.548	5.000	41,6%	14,4%
Frankreich	6.807	7.623	8.254	800	1.100	1.326	1.700	1.800	14.980	24.000	12,7%	9,9%
Großbritannien	6.556	8.649	10.531	1.500	1.900	2.200	2.400	2.500	21.031	33.000	14,8%	9,4%
Irland	1.631	1.749	2.037	320	360	400	420	450	3.987	6.000	14,4%	8,5%
Italien	6.878	8.118	8.551	480	560	720	960	1.250	12.521	20.000	7,9%	9,8%
Luxemburg	44	58	58	0	20	40	20	0	138	500	18,9%	29,4%
Niederlande	2.272	2.391	2.693	360	475	750	700	550	5.528	7.500	15,5%	6,3%
Norwegen	520	703	768	250	350	500	600	600	3.068	5.000	31,9%	10,3%
Polen	1.616	2.496	3.390	700	600	700	800	800	6.990	10.000	15,6%	7,4%
Portugal	4.379	4.529	4.724	80	80	160	360	560	5.964	10.000	4,8%	10,9%
Rumänien	982	1.905	2.599	250	150	100	100	100	3.299	4.800	4,9%	7,8%
Schweden	2.907	3.582	4.470	750	400	350	650	700	7.320	12.000	10,4%	10,4%
Spanien	21.674	22.784	22.959	10	20	50	250	400	23.689	28.000	0,6%	3,4%
Türkei	1.799	2.312	2.956	800	1.000	1.200	1.200	1.200	8.356	16.000	23,1%	13,9%
Sonstige*	4.669	5.657	6.361	736	1.090	1.840	2.350	2.860	15.237	29.580	19,1%	14,2%
<b>Total Europa</b>	<b>97.038</b>	<b>109.370</b>	<b>120.952</b>	<b>12.166</b>	<b>13.245</b>	<b>14.736</b>	<b>15.760</b>	<b>17.420</b>	<b>194.279</b>	<b>284.580</b>	<b>9,9%</b>	<b>7,9%</b>
China	62.364	75.324	91.412	18.000	18.000	16.000	17.000	18.636	179.048	270.000	14,4%	8,6%
USA	46.929	60.007	61.091	5.000	7.000	12.000	14.000	12.000	111.091	150.000	12,7%	6,2%
Rest of World	31.681	38.031	44.128	12.016	11.786	12.705	14.030	15.626	109.678	226.350	20,0%	15,6%
<b>Total Welt</b>	<b>238.012</b>	<b>282.732</b>	<b>317.583</b>	<b>47.182</b>	<b>50.031</b>	<b>55.441</b>	<b>60.790</b>	<b>63.682</b>	<b>594.096</b>	<b>930.930</b>	<b>13,3%</b>	<b>9,4%</b>

\*= Bulgarien, Estland, Griechenland, Kroatien, Lettland, Litauen, Österreich, Schweiz, Tschechien, Ukraine, Zypern

Quelle: EWEA, GWEC, HSH Nordbank AG, Krakau-Research



# Abkürzungsverzeichnis

AWEA	American Wind Energy Association
CFD	Contract for Difference
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CSPE	Contribution au Service Public de l'Électricité
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, eigentlich: Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EMR	Electricity Market Reform
EPR	European Pressurized Water Reactor
EU	Europäische Union
EWEA	European Wind Energy Association
GW	Gigawatt = 1,000 MW = 1,000,000 kW = 1,000,000,000 Watt
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	Internationale Energie Agentur
kW	Kilowatt = 1,000 Watt
kWh	Kilowattstunde
LCoE	Levelized Cost of Energy
MW	Megawatt = 1,000 kW = 1,000,000 Watt
MWh	Megawattstunde
p,a,	per annum = pro Jahr
PPA	Power Purchase Agreement
PTC	Production Tax Credit
REFIT	Renewable Energy Feed-in Tariff
ROC	Renewables Obligation Certificate
SCoE	Social Cost of Energy
SDE	Stimulerend Duurzame Energieproductie
SDL-Bonus	Systemdienstleistungsbonus
TW	Terrawatt = 1,000 GW = 1,000,000 MW = 1,000,000,000 kW = 1,000,000,000,000 Watt
TWh	Terrawattstunde
WEA	Windenergieanlage

## IMPRESSUM

### HERAUSGEBER/Redaktion und Ansprechpartner

#### HSH NORDBANK AG

**HAMBURG:** Gerhart-Hauptmann-Platz 50, 20095 Hamburg, Telefon 040 3333-0, Fax 040 3333-34001

**KIEL:** Martensdamm 6, 24103 Kiel, Telefon 0431 900-01, Fax 0431 900-34002

[www.hsh-nordbank.de](http://www.hsh-nordbank.de)

#### Energy & Infrastructure

Lars Quandel

Head of Renewable Energy

[lars.quandel@hsh-nordbank.com](mailto:lars.quandel@hsh-nordbank.com)

Tel.: 040 3333-14035

Roland Schwab

Head of Project Finance

[roland.schwab@hsh-nordbank.com](mailto:roland.schwab@hsh-nordbank.com)

Tel.: 040 3333-12307

#### Urheber/Research

Arndt Krakau

Analyst Research

[www.krakau-research.de](http://www.krakau-research.de)

Tel.: 04171 690850

#### I. Disclaimer

Die in dieser Studie enthaltenen Marktinformationen sind im Auftrag der HSH Nordbank durch Krakau-Research zu allgemeinen Informationszwecken erstellt worden und ausschließlich zur Information bestimmt.

Sie ersetzen weder eigene Marktrecherchen noch sonstige rechtliche, steuerliche oder finanzielle Information oder Beratung. Es handelt sich hierbei nicht um eine Kauf- oder Verkaufsaufforderung.

Die HSH Nordbank AG weist darauf hin, dass die dargestellten Marktinformationen nur für Personen mit eigener wirtschaftlicher Erfahrung, die die Risiken und Chancen des/der hier dargestellten Marktes/Märkte abschätzen können und sich umfassend aus verschiedenen Quellen informieren, bestimmt sind. Jeder Nutzer dieser Studie muss sich sein eigenes Urteil darüber bilden, ob die hier präsentierten Daten und Ergebnisse für die von ihm gewählte Verwendung geeignet sind und seinen Ansprüchen genügen.

Die in dieser Studie enthaltenen Aussagen und Angaben basieren auf Informationen, die Krakau-Research gründlich recherchiert, sorgfältig und gewissenhaft ausgewählt hat bzw. aus allgemein zugänglichen, von Krakau-Research sowie der HSH Nordbank AG nicht überprüfbaren Quellen, die sie für verlässlich erachten, bezogen hat: Krakau-Research und die HSH Nordbank halten die verwendeten Quellen zwar für verlässlich, können deren Zuverlässigkeit jedoch nicht mit letzter Gewissheit überprüfen. Die einzelnen Informationen aus diesen Quellen konnten nur auf Plausibilität überprüft werden, eine Kontrolle der sachlichen Richtigkeit fand nicht statt.

Zudem enthält diese Studie Schätzungen und Prognosen, die auf zahlreichen Annahmen und subjektiven Bewertungen sowohl Krakau-Research als auch anderer Quellen beruhen und lediglich unverbindliche Auffassungen über Märkte und Produkte zum Zeitpunkt der Herausgabe darstellen.

Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernehmen weder Krakau-Research noch die HSH Nordbank AG und ihre Mitarbeiter und Organe irgendeine Gewähr für Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen und Prognosen.

Dieses Dokument darf nur gemäß den gesetzlichen Bestimmungen in den jeweiligen Ländern verteilt werden, und Personen, die im Besitz dieses Dokuments sind, sollten sich über die anwendbaren lokalen Bestimmungen informieren.

#### II. Urheberrecht

Die Studie einschließlich aller ihrer Teile ist urheberrechtlich geschützt.

Die Verbreitung, Vervielfältigung, Übersetzung der Studie oder eine Verwendung von Textteilen und/oder Grafiken in anderen Medien ist nur unter Nennung der HSH Nordbank AG als Herausgeber sowie Krakau-Research als Urheber dieser Studie gestattet.



