

THINK ACT

BEYOND MAINSTREAM



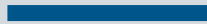
Januar 2016

Windkraft Onshore

Neue Spielregeln für einen reifen Markt

THE BIG

3



3

unterschiedliche Länderkategorien sehen wir auf dem europäischen Windenergie-Markt: Aufsteiger, Spitzenreiter, Gesättigte. Wo die Potenziale am größten sind: unsere Analyse auf

Seite 7

150.000.000.000

Euro an Investitionen werden mittelfristig zum Ausbau zentraler Knotenpunkte der europäischen Stromnetze benötigt. Doch der Ausbau stockt. Dabei werden neue Übertragungskapazitäten gerade zur Ausweitung der Windkraft dringend benötigt.

Seite 10

45%

geringere Betriebskosten sind für Windparkbetreiber durchschnittlich möglich. Das hat die exklusive Roland Berger Windparkstudie ergeben. Unsere sechs Hebel zur Ergebnisverbesserung setzen an bei Wartung, Pacht, Reparatur, Versicherungen, Projektmanagement und Kapitalkosten.

Seite 13

Neuer Wind aus Brüssel. Auf dem Markt für Windenergie gelten bald neue Regeln.

Die weltweit installierten Kapazitäten zur Erzeugung von Windenergie sind in den vergangenen 20 Jahren um den Faktor 50 gewachsen. Die Windenergie ist auf vielen europäischen Märkten wettbewerbsfähig geworden – durch attraktive staatliche Förderungen, verbunden mit ausgereifter Anlagentechnologie und sinkenden Kosten gegenüber fossilen Energieträgern. Strom aus Wind hat seinen festen Platz im europäischen Energiemix gewonnen. Mit anderen Worten: Onshore-Windenergie ist heute Mainstream. Doch der Rückenwind lässt nach.

Die Europäische Kommission drängt ihre Mitgliedstaaten immer stärker dazu, die bereits 2014 verabschiedeten Leitlinien für mehr Marktorientierung und weniger öffentliche Förderung erneuerbarer Energien durchzusetzen. Noch bis Ende 2016 läuft eine Pilotierungsphase. Danach sollen Konzessionen für neue Windparks über Ausschreibungsmodelle vergeben werden. Zum Zuge kommt dann nur noch der günstigste Anbieter. Hinzu kommen nach den Vorstellungen der EU-Kommission marktorientierte Einspeiseprämien anstatt festgelegter Vergütungen. Investoren und künftige Betreiber von Windparks müssen also mit deutlichen regulatorischen Einschnitten und mehr Wettbewerbsdruck rechnen. Zwar muss sich noch herausstellen, wie konsequent die Mitgliedstaaten Richtlinien der EU umsetzen. Doch in vielen Staaten werden bereits nationale Förderprogramme neu bewertet. Großbritannien hat angekündigt, schon im April 2016 öffentliche Mittel für Onshore-Windenergie zusammenzustreichen – unabhängig von der EU, weil man jetzt auch weniger reifen

Technologien zum Durchbruch verhelfen wolle. Solche Einschnitte treffen die Windkraft-Branche, deren Betreibermodelle bei allen europäischen Unterschieden oft darauf ausgelegt waren, die Erträge aus Einspeisevergütungen zu maximieren.

Die gesetzliche Regulierung ist jedoch nur eine der Herausforderungen, vor denen die Branche in den kommenden Jahren stehen wird. Weniger staatliche Förderung wird absehbar zu sinkenden Renditen und damit zu höherem Kostendruck bei Windparkbetreibern führen. Auch sind dem stürmischen Wachstum von Windparks Grenzen gesetzt: Verfügbare Flächen mit guter Windausbeute sind auf vielen europäischen Märkten kaum noch erhältlich. Ohnehin wehren sich Bürgerinitiativen und Kommunen regelmäßig gegen die immer größer werdenden Windkraftanlagen. Der Genehmigungsprozess für neue Parks und für den notwendigen Austausch kleinerer, alter Anlagen gegen die deutlich größeren Windkraftanlagen der neuesten Generation (Repowering) dürfte damit zu einem echten Risiko für jedes Projekt werden.

Völlig verkannt werden nach unserer Einschätzung die Engpässe in der Finanzierung und beim Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur. Denn ohne diese gelangt die Energie nicht von windreichen Regionen zum Endverbraucher.

Die Liste der Herausforderungen ist also lang. Dennoch hat Onshore-Windenergie das Potenzial, künftig einen noch weit größeren Teil am europäischen Energiemix einzunehmen, als sie das heute bereits tut. Dazu müssen alle Marktteilnehmer handeln – jetzt.

Ein reifes Geschäftsmodell. Onshore-Wind wird sich als wettbewerbsfähige Säule der Energieversorgung in Europa etablieren.

Im Hinblick auf die Erzeugungskosten steht Onshore-Wind bei den erneuerbaren Energien heute ganz vorne. Zwischen 2010 und 2014 sind die Stromgestehungskosten um ein Drittel gesunken. Moderne Turbinen und Getriebe sind effizient, aerodynamische Rotorblätter groß und leicht. Ganze Windparks sind aus der Ferne steuerbar, um je nach Windlast die optimale Stromausbeute zu liefern. Damit ist Onshore-Wind an guten Standorten – selbst ohne Förderung – günstiger als Strom aus Kohle- oder Kernkraftwerken. Demgegenüber verursacht Offshore Wind deutlich höhere Kosten, vor allem wegen der teuren Installation der Anlagen auf See. Auch Solarenergie oder Strom aus Biomasse sind wegen der Kosten im Nachteil. Wasserkraft hat ihre natürlichen Grenzen erreicht. Die Kosten sind niedrig, aber ihre Nutzung wird sich kaum noch steigern lassen. Onshore-Wind wird aus dieser Perspektive die wichtigste erneuerbare Energiequelle Europas bleiben. → **A** Der Ertrag: Investitionen, Beschäftigung, Reduktion von Emissionen und Energiesicherheit.

Onshore-Wind rangiert nicht nur bei den Kosten ganz vorne, die Branche hat sich seit Jahren auch als Motor für mehr Investitionen und Beschäftigung erwiesen. Zwischen 2002 und 2007 wuchs die Zahl der direkt in der Onshore-Windbranche beschäftigten Menschen um 125%. Das bedeutete im Durchschnitt täglich 33 neue Arbeitsplätze in Europa. 2010 fanden in der europäischen Onshore Windbranche fast 150.000 Menschen eine Arbeit. Bis 2020 wird sich die Zahl auf 290.000 fast verdoppeln.

Auch die Bilanz der Investitionen lässt sich sehen. Zwischen 3 und 12 Milliarden Euro wurden von 2000 bis 2010 jährlich in Onshore-Wind investiert, Tendenz steigend: Zwischen 2015 und 2030 rechnet der Markt mit Investitionssummen von jährlich 15 Milliarden, kumuliert rund 230 Milliarden Euro.

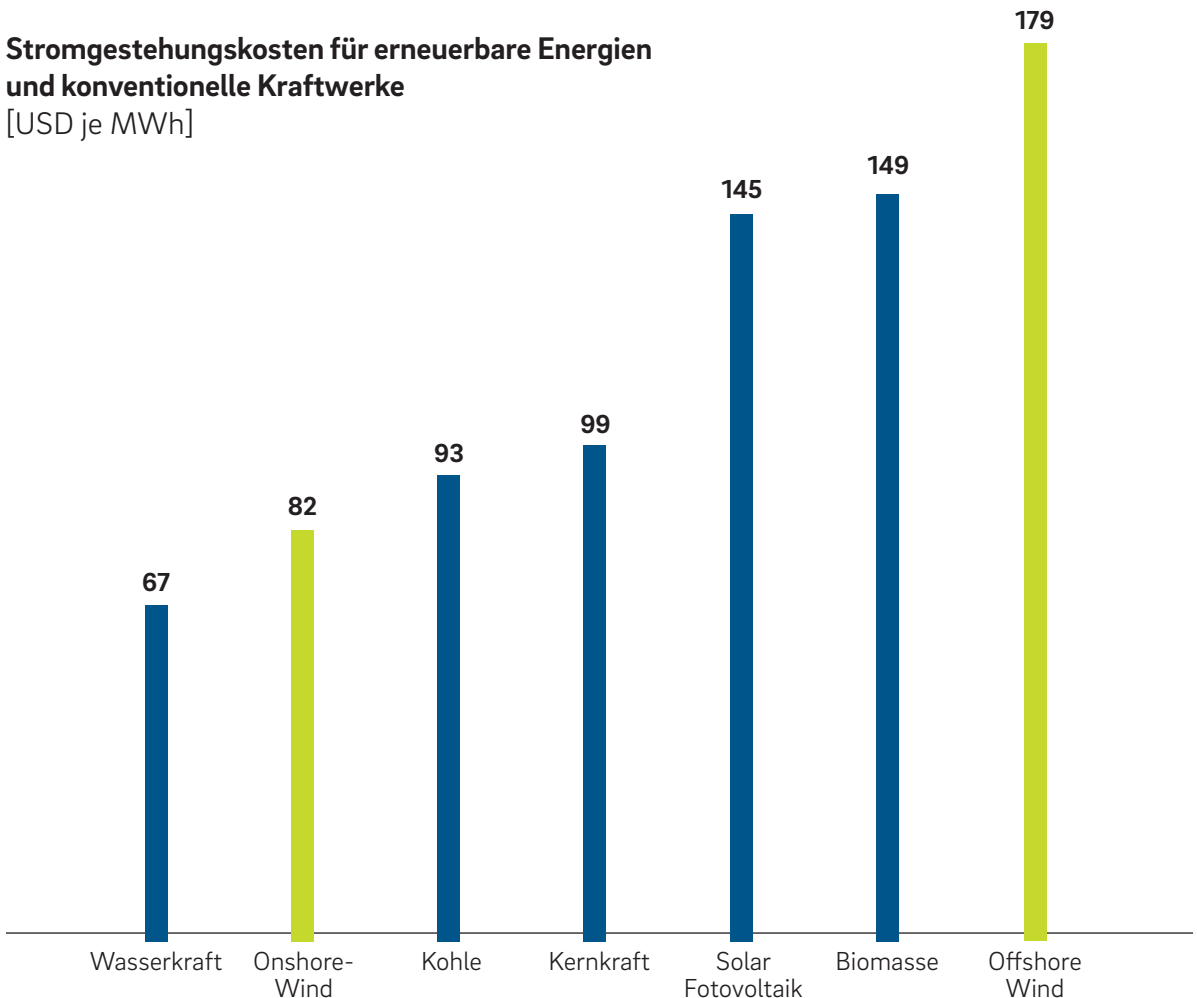
Mit Onshore-Wind werden bis 2030 voraussichtlich 13% des Stroms in Europa erzeugt, 2012 waren es gerade 6%. In der gleichen Zeit dürfte Kohle ihren Anteil von 29% auf 15% halbieren. Allein in Deutschland dürfte sich die Energieerzeugung aus Wind bis 2030

A

WETTBEWERBSFÄHIGE WINDKRAFT

Onshore-Wind ist eine der wettbewerbsfähigsten Formen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa. Global sind die Erzeugungskosten bei neuen Anlagen zwischen 2010 und 2014 um ein Drittel gesunken. Nur Wasserkraft ist in dieser Betrachtung günstiger. Strom aus Offshore-Wind kostet hingegen deutlich mehr, vor allem wegen der höheren Installationskosten. Allerdings ist zu erwarten, dass die Kosten sich weiter nach unten entwickeln werden, sodass auch Offshore-Wind an Wettbewerbsfähigkeit weiter gewinnen wird. In unserer Offshore-Studie vom April 2013 haben wir in diesem Zusammenhang gezeigt, dass ein Ziel von 100 USD je MWh bis 2020 möglich ist.

**Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien
und konventionelle Kraftwerke**
[USD je MWh]



verdoppeln. Wenn der politische Wille sich durchsetzt, lassen sich viele Kohlekraftwerke abschalten und gleichzeitig weniger Steinkohle und Gas aus Russland und Norwegen importieren. In anderen Worten: Durch Windenergie sinkt deutlich die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und damit die Abhängigkeit von Importen aus anderen Ländern.

Gerade in diesem Zusammenhang, aber auch aus Gründen des Umweltschutzes bewerten wir es als gute Nachricht, dass die installierten Kapazitäten weltweit steigen: zwischen 2000 und 2012 um jährlich mehr als 23%. Vor drei Jahren stand die Windenergie schon für mehr als 2,5% der globalen Stromerzeugung. 140.000 Windkraftanlagen gibt es heute, 120.000 neue oder überarbeitete werden nach unseren Analysen bis 2020 ans Netz gehen. Die erwarteten Wachstumsraten bei der installierten Leistung sind enorm, nicht nur in Europa (+55%), China (+106%) oder Nordamerika (+53%). Auch Indien (+101%) und vor allem Lateinamerika (+296%) holen von einem niedrigen Niveau mit großen Schritten auf. Auf die EU-28 entfiel 2013 mit 33% der größte Anteil der installierten Leistung weltweit. Bis 2020 wird China die EU als größten Markt für Onshore-Wind überholt haben.

Und dennoch sind nicht alle Märkte in gleichem Maße attraktiv. Vielmehr unterscheiden sie sich nach Reife- und Entwicklungsgraden. Der Reifegrad entscheidet dabei nicht nur über das potenzielle Wachstum, sondern auch über die lokalen Geschäftsoptionen. So haben z.B. reife Märkte knappe Flächen und hohe Anforderungen an die Vermarktung/Einspeisung während z.B. junge Märkte eher durch günstige Projektentwicklungen getrieben werden. Grundsätzliche lassen sich folgende Gruppierungen bilden:

1. AUFSTEIGER: Sie haben erhebliches Marktpotenzial, gleichzeitig gibt es einige Unwägbarkeiten. Darunter fallen z.B. Norwegen, Polen, Türkei.

2. SPITZENREITER: Sie wachsen noch verhalten, die Zunahme der jährlich neu installierten Leistung verlangsamt sich, doch die Marktbedingungen sind sicher abzuschätzen: so wie in Deutschland, Frankreich und den Niederlanden.

3. GESÄTTIGTE: Diese Märkte haben ihre Sättigung erreicht, sie werden keine oder nur sehr wenig neu installierte Leistung sehen. Typische Vertreter sind Dänemark und Großbritannien. → **B**

Zur weiteren und detaillierteren Analyse hat Roland Berger Punkte für die Attraktivität der Schlüsselmärkte in Europa vergeben. Die Energiemärkte haben wir bewertet nach Energieverbrauch und seinem Wachstum, Importabhängigkeit, nach Reserven an fossilem Brennstoff, Strompreisen und öffentlichen Förderinstrumenten. Die Windmärkte haben wir nach der technologischen Umgebung, nach Windgeschwindigkeit, theoretischem Kapazitätspotenzial und tatsächlich installierter Leistung bewertet. Das daraus resultierende Portfolio zeigt die Heterogenität der Märkte auf. → **C**

Die Bewertung erfolgte relativ zueinander. Die Quantifizierung wurde in eine Likert-Skala von 1 bis 3 überführt. Es wird deutlich, dass Frankreich, Deutschland, Polen, Großbritannien, Italien und die skandinavischen Länder Schlüsselmärkte sind. Viele junge Märkte sind hingegen aufgrund ihrer geringen Volumina, teilweise aber auch durch relativ schlechte Standortvoraussetzungen weniger attraktiv.

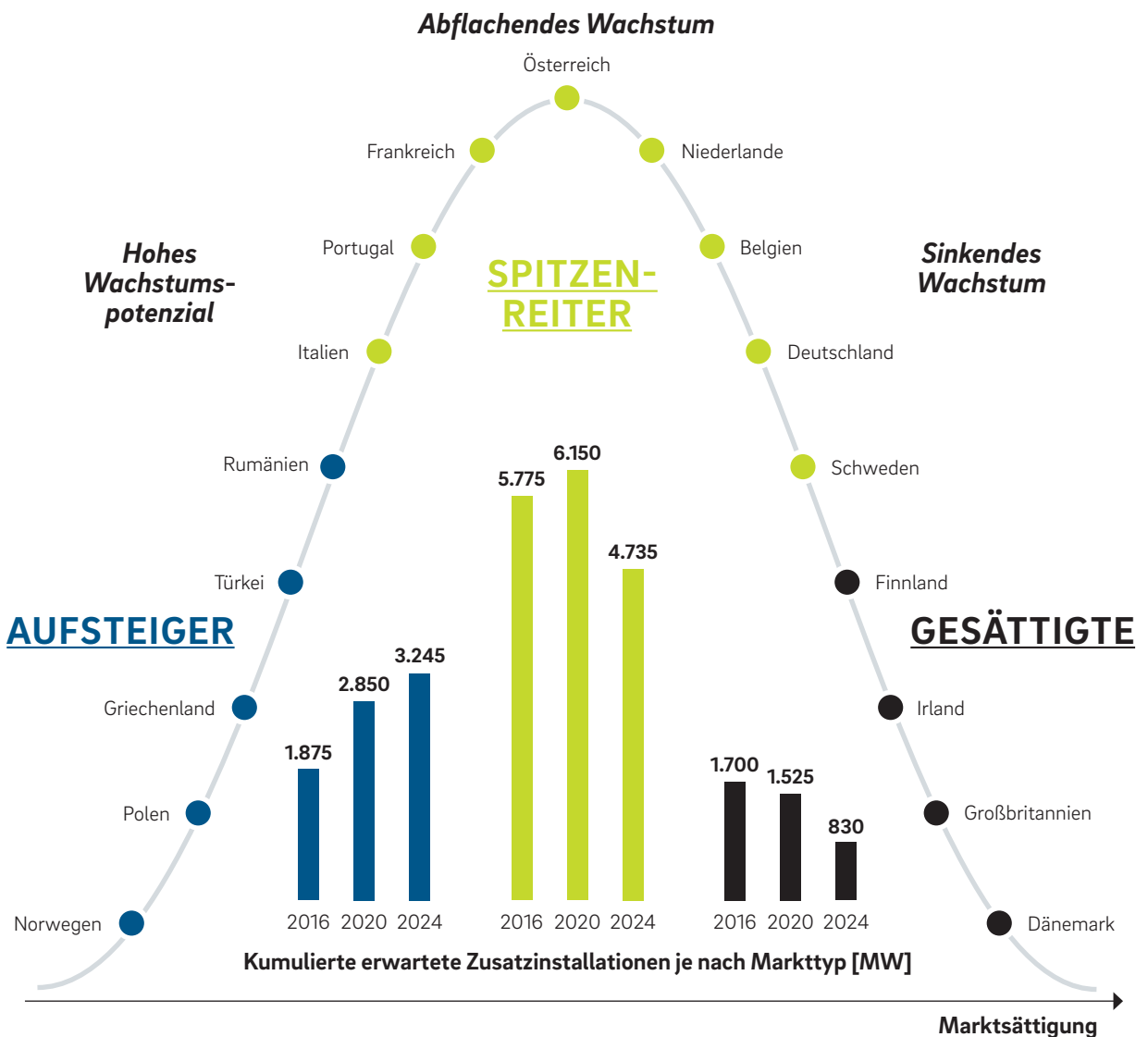
Deutschland, Frankreich und Schweden sind gegenwärtig auch die Märkte mit dem geringsten Risiko, bieten aber auch nur niedrige Verzinsungen auf das Kapital. Dies liegt zum einen an den gestrafften Förderbedingungen und zum anderen auch am steigenden Wettbewerb auf der Investorensseite. Es sind nicht nur noch Projektentwickler und Energieunternehmen, die hier aktiv sind, sondern zunehmend auch große Fonds und Kapitalgeber, deren Renditeanforderungen deutlich niedriger sind. Dies trifft heute vor allem auf Frankreich und Deutschland zu.

In Großbritannien lähmen zähe Verwaltungsprozesse und eine Zentrierung auf London die Geschäfte, die aber dennoch vielversprechend erscheinen. In Schweden drohen hohe Preisrisiken, außerdem sind die Ziele zur Erweiterung der Windkraft nahezu erreicht. Die Türkei ist ein teilweise geschlossener Markt mit komplexen Prozessen um die Anschlüsse ans Stromnetz. Norwegen und Polen erscheinen langfristig potenziell attraktiv, doch droht dort mittelfristig regulatorische Unsicherheit.

B

MARKTSÄTTIGUNG UND WACHSTUMSPOTENZIAL

Drei Typen europäischer Onshore-Märkte
[erwartete jährliche Installationskapazität in MW]

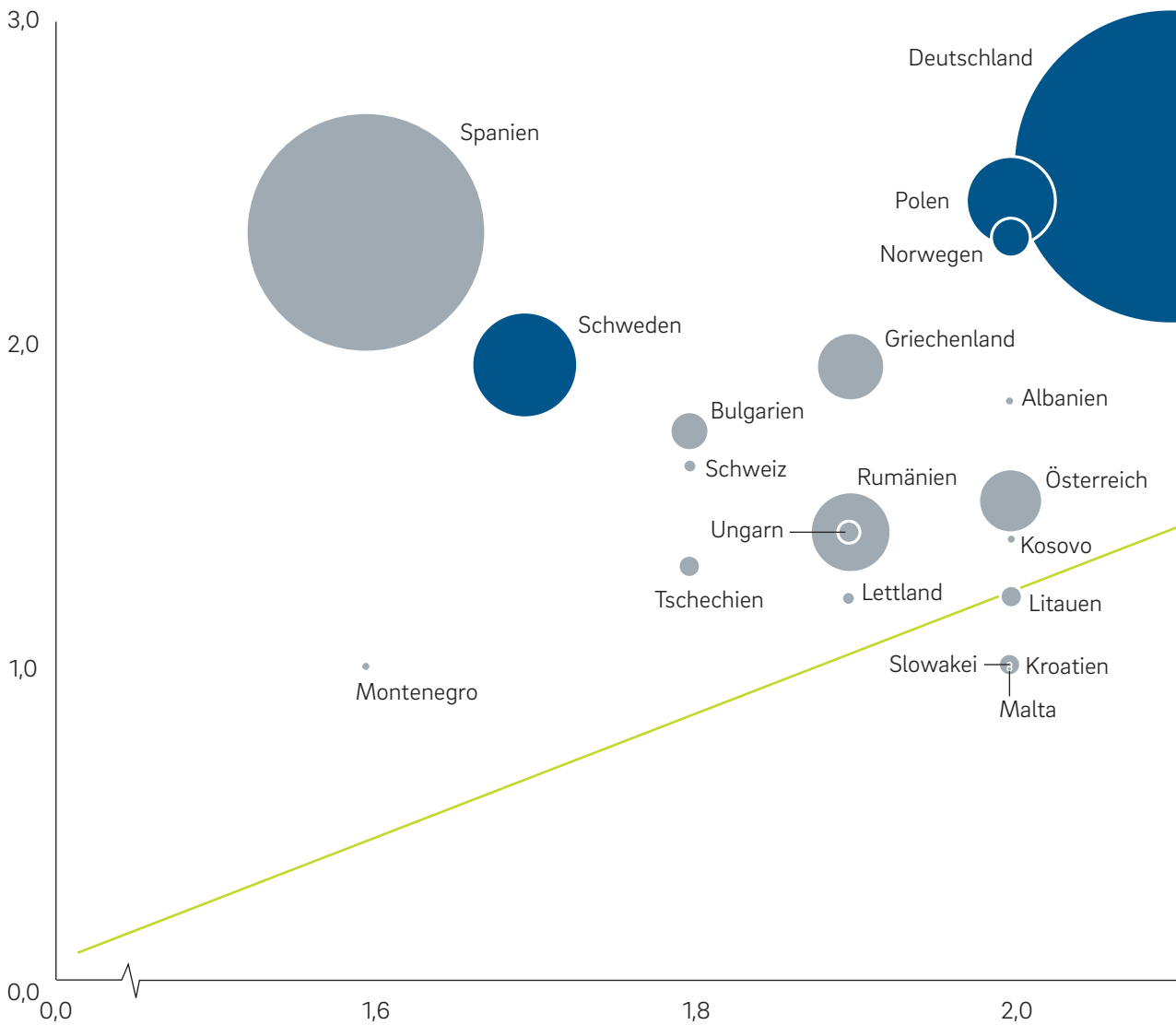


C

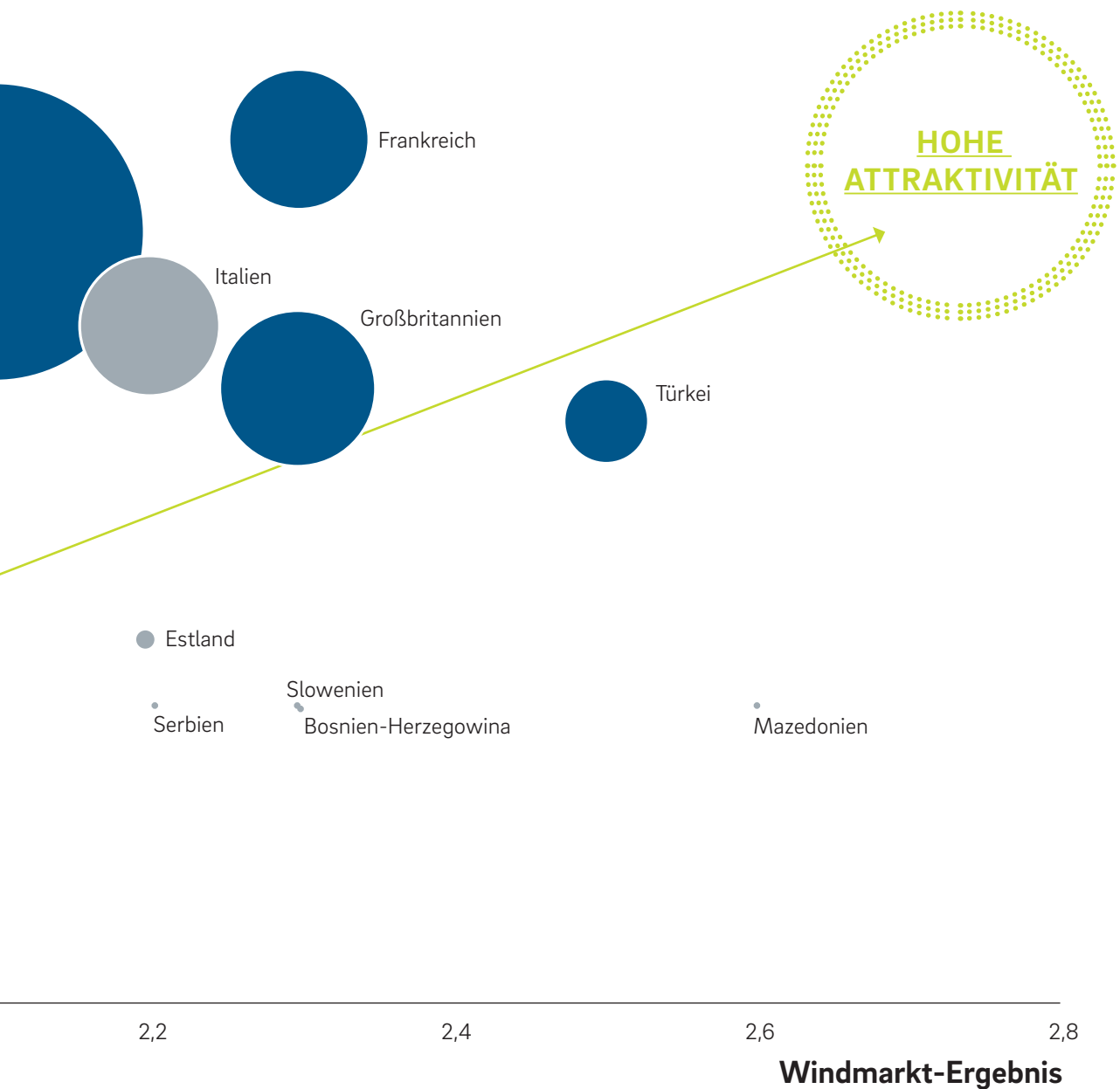
WIE ATTRAKTIV SIND EUROPAS MÄRKTE?

- 
 Installierte Kapazität 2013
- 
 Ausgewählte Schlüssel-
märkte in Europa

Energiemarkt-Ergebnis



Frankreich, Deutschland, Polen, Großbritannien, die nordischen Länder und die Türkei sind Schlüsselmärkte



Smarte Investitionen. Mehr Geld für höhere Übertragungskapazitäten und intelligentere Strom- netze: Nur dann wird Europa seine Klimaziele erreichen. Doch viele Ausbauprojekte stocken.

Der Bedarf geht in die Milliarden. Europäische Netzbetreiber gehen davon aus, dass sie für die wichtigsten Ausbauten des europäischen Stromnetzes 150 Milliarden Euro investieren müssten. 120 Projekte hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) identifiziert, um erneuerbare Energiequellen wie Onshore-Wind effektiv mit dem bestehenden Stromnetz zu verbinden. Denn die selbst gesteckten politischen Ziele der EU sind ambitioniert: 40% weniger Treibhausgasemissionen und 27% Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien bis 2030. Das gelingt allerdings nur mit leistungsfähigen Netzen. Diese müssen künftig

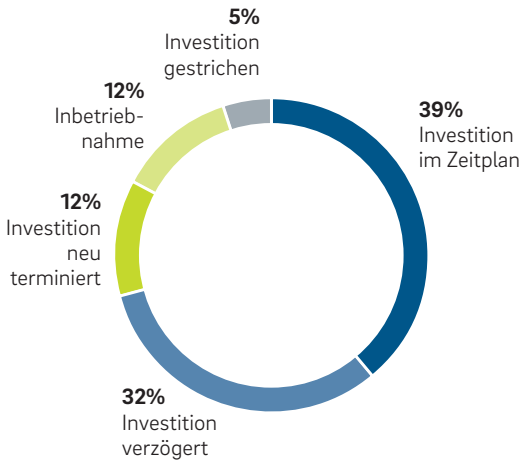
bis zu 100 Terawatt-Stunden Elektrizität zusätzlich von der Windturbine und anderen Erzeugern erneuerbarer Energien zum Verbraucher leiten. Zum Vergleich: Das ist mehr als die Jahresstromproduktion in Belgien.

Im europäischen Stromnetz gibt es einige gravierende Engpässe, die so etwas wie "elektrische Halbinseln" entstehen lassen. Durch erneuerbare Energien generierte Schwankungen in der Stromproduktion decken diese Engpässe immer häufiger auf. Denn die Sonne scheint nicht immer und überall, der Wind bläst nicht gleichbleibend stark. Neben temporären Flauten führt das auch zu Erzeugungsspitzen von 50 bis 70 Gigawatt. Um diese aufzunehmen und seine dicht besie-

D

NETZAUSBAU IN EUROPA

Wie die Zeitpläne wanken



32% aller Projekte sind zurzeit verzögert, 12% werden neu terminiert oder aktuell in Betrieb genommen. 5% werden ganz gestrichen. 39% – oder zwei von fünf Projekten – sind im Zeitplan.

Quelle: ENTSO-E 2014

delten Gebiete sicher versorgen zu können, müsste allein Großbritannien seine Netzkapazitäten bis 2030 um das Zwei- bis Dreifache ausbauen. Auch die baltischen Staaten müssten ihre Übertragungskapazität verdreifachen, die iberische Halbinsel gar verzehnfachen. Auch Italien ist nicht sicher angebunden, doch fehlen verlässliche Zahlen dafür, wie stark unterdimensioniert das Netz tatsächlich ist.

Sehr realistisch ist deshalb die Gefahr, dass die Netzentwicklung nicht mit dem dynamischen Wachstum der erneuerbaren Energien, v.a. der Windkraft, mithalten kann. Damit sind die ambitionierten Expansionsziele der EU gefährdet und künftige Investoren in Windenergie vor große Unsicherheiten gestellt. Mancherorts fehlt es schlicht an der Akzeptanz für Netzausbauprojekte, manchmal bremsen quälend lange Genehmigungsverfahren die dringend notwendigen Erweiterungen. → **D**

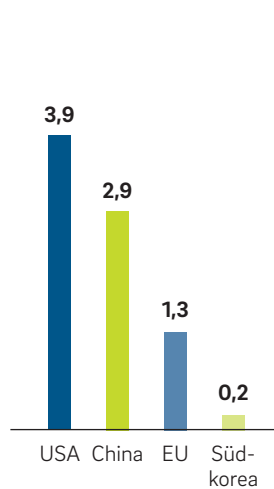
Über den bloßen Ausbau von Netzkapazitäten hinaus sind Intelligente Netze ("Smart Grids") die Lösung,

E

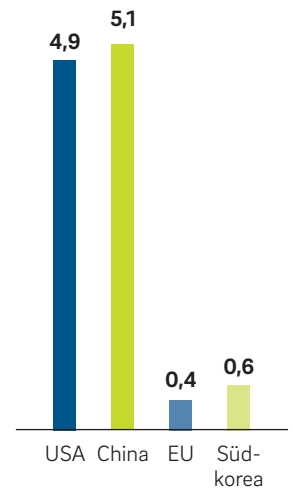
INVESTITIONEN UND F+E

Europa liegt zurück

Investitionen in "Smart Grids" bis 2012 [Mrd. Euro]



Jährliche Finanzmittel für Forschung und Entwicklung in "Smart Grids" [Mrd. Euro]



Quelle: Joint Research Centre 2011, Zpryme 2011, Bloomberg New Energy Finance 2013

um der wachsenden Bedeutung der erneuerbaren Energien mit ihrem schwankenden Output Rechnung zu tragen. "Smart Grids" können mehr als nur Strom transportieren. Sie tauschen Daten zwischen Erzeuger und Verbraucher, sie bieten Kontrolltechnologien, die für mehr Flexibilität und Effizienz im Betrieb der elektrischen Netze sorgen. Denn die dezentrale Erzeugung führt zu nur kurzfristig vorhersagbarer Stromproduktion und damit zu zunehmender Störanfälligkeit des Netzes. Um dem entgegenzuwirken, sind Investitionen in vielen Bereichen notwendig: allem voran in intelligente Systeme zum Ablesen und Abrechnen, aber auch in automatisierte Stromübertragung und -verteilung, in Haushaltsanwendungen und natürlich Energiespeicher.

So breit wie der Finanzbedarf gestreut ist, so zögerlich agiert die EU. Vor allem die USA, aber auch China hängen Europa bei der Investitionsplanung ab. Wenn es um die Finanzierung von Forschung und Entwicklung für intelligente Netze geht, gibt sogar Südkorea deutlich mehr Geld aus als die EU. → **E**

Best Practice

DIE MIT ALTERNATIVER ENERGIE TANZEN

Drei Beispiele untermauern, wie der Aufbau intelligenter Stromnetze gelingen kann.

SINGAPUR

INTELLIGENTES ENERGIESYSTEM

Das Stromnetz Singapurs ist eines der verlässlichsten der gesamten Welt. Der Grund sind konstante Messungen und automatische Stromübertragung und Verteilung. Dazu gehört auch ein ausgedehntes 2-Wege-System zur Kontrolle und Verarbeitung von Daten, die an vielen dezentralen Stellen im Netz installiert sind.

NIEDERLANDE

POWERMATCHING CITY, HOOGKERK

Lösungen zum Abgleich von Energiebedarf und Energieproduktion zeigen die Holländer in einem Projekt, das Wohnhäuser und eine Reihe von fortgeschrittenen Technologien wie kombinierte Strom- und Wärmeeinheiten umfasst. Integrierte Komponenten wie Waschmaschinen sind dann in Funktion, wenn der Strompreis niedrig ist. So soll der Verbrauch zu solchen Zeiten gefördert werden, wenn der Regelbedarf geringer ist.

DÄNEMARK

WINDENERGIE- SHARING

Windenergie gibt es häufig reichlich in einer Region, zu wenig in einer anderen. Um die Energieproduktion und das Netz vorausschauend zu managen, integriert Dänemark seine Vorhersagen tagesaktuell in den Netzbetrieb, außerdem ist man vernetzt mit Nachbarländern, sowohl beim Wechselstrom als auch beim Hochspannungs-Gleichstrom. Die Zwischenspeicherung überschüssiger Windenergie in den Batterien von Elektrofahrzeugen wird pilotiert.

Luft nach oben. Viele Windparks ließen sich deutlich effizienter betreiben, zeigt unsere Benchmark-Studie.

Sowohl die technischen als auch die kaufmännischen Betriebskosten bieten Einsparpotenzial. Roland Berger hat 2015 eine Benchmark-Studie für Onshore-Windparks erstellt – exemplarisch mit Blick auf Deutschland. Die aktuellen Ergebnisse unserer Studie sind jedoch im Licht der aktuellen Marktveränderungen auch auf andere europäische Märkte übertragbar.

Unsere Studie zeigt, welche Möglichkeiten Windparkbetreiber zur Verbesserung ihres Ergebnisses nutzen sollten. Demnach könnten die 477 Onshore-Windparks in Deutschland ihre Gewinne um mehr als 300 Mio. EUR steigern. Hierfür müssen sie bestehende Potenziale zur Kostensenkung v.a. bei Betriebs- und Kapitalkosten konsequent ausschöpfen. Und die sind erheblich: 45% geringere Betriebskosten sind bei konsequenter Umsetzung aller Kostensenkungspotenziale durchschnittlich möglich, ergibt die Roland Berger Windpark-Benchmark.

Unsere Windpark-Benchmark dient Eigentümern und Betreibern dazu, die Kosteneffizienz ihres Windparks mit der von mehr als 40 weiteren deutschen Onshore-Windparks zu vergleichen. Wir können das konkrete Kostensenkungspotenzial eines Windparks anhand der wichtigsten relevanten Indikatoren, beispielsweise aus den Bereichen Wartung, Projektma-

nagement oder Finanzierung, mit geringem Aufwand abschätzen. Damit bieten wir Windparkbetreibern klare Orientierungspunkte in einem ansonsten nur schwer überschaubaren Markt.

Natürlich lassen sich manche Kostenfaktoren eines Windparks nicht beeinflussen. Dazu gehören Alter, Standort und Windverhältnisse. Umso dringlicher ist es, dort die Effizienz zu steigern, wo sie beeinflussbar ist. Unsere Benchmark-Studie zeigt, dass dies in vielen Fällen möglich ist. So liegen auch bei Windparks mit vergleichbarem Alter und vergleichbarer Größe die Betriebs- und Kapitalkosten des "Klassenbesten" deutlich unter den Werten des Vergleichsfeldes. Dies deutet darauf hin, dass es dort viel Luft nach oben gibt. → **F**

Zuerst zu den Betriebskosten. Sie setzen sich im Branchendurchschnitt aus zwei Dritteln technischen und einem Drittel kaufmännischen Betriebskosten zusammen. Die Hebel der Benchmark-Studie setzen an den sechs wichtigsten Kostenpunkten an. Dazu gehören Wartung, Rückstellungen für Reparaturen, Pacht, Versicherung und Projektmanagement. Der sechste Hebel ist die Refinanzierung.

1. WARTUNG: Wartungskosten sind der mit Abstand größte Einzelposten für jeden Windparkbetreiber. In einer Optimierung steckt also entsprechend hohes Potenzial. Gerade bei neueren Anlagen oder solchen in Planung lassen sich Garantieleistungen und Wartungsverträge mit den Herstellern häufig verhandeln. Vor 2011 gewährten die Produzenten 2 bis 5 Jahre Garantie, seit 2012 sind es häufiger 5 bis 15 Jahre. Seitdem ist auch der Preisdruck auf die OEM-Wartungsverträge gestiegen. Daraus ergeben sich für Windparkbetreiber gleich zwei Hebel: Herstellergarantie verlängern – und dafür im Gegenzug einen langfristigen Wartungsvertrag mit dem OEM eingehen. Oder zu einem herstellerunabhängigen Dienstleister wechseln und zum Teil deutliche Preisvorteile sichern. Dazu müssen Angebote verglichen und Leistungsumfang sowie Vertragskonditionen konsequent verhandelt werden.

2. PACTH: Dieser Posten beinhaltet u.a. Zuwegungen zu den Windkraftanlagen, Stromleitungen oder Trafostationen. Der beste Hebel sind flexible Pachtzahlungen, gekoppelt an die Winderträge, ob an den realen Ertrag oder an die Einspeisevergütung. Im Gegensatz dazu belasten traditionell fixe Pachtkosten in windarmen Zeiten das Ergebnis überproportional. Die Alternative besteht darin, den Kauf der benötigten Flächen zu prüfen.

3. REPARATUREN: Marktüblich sind Rückstellungen für Reparaturen in Höhe von 1% der jährlichen Einspeisevergütung, einzelne Windparks rechnen mit 15% bis 17%. Diese Rückstellungen lassen sich auflösen (und ausschütten), wenn Betreiber Service-Verträge mit Dienstleistern abschließen, die Verfügbarkeitsgarantien inklusive anfallender Wartung und Reparaturen vorsehen. Falls damit nicht ohnehin der Service-Anbieter das Risiko übernimmt, ist die Kombination mit einer Maschinenbruch- oder Betriebsunterbrechungs-Versicherung möglich. Die Art und Intensität der Wartung ist dem Alter der Anlage anzupassen. Unsere Marktforschung zeigt, dass "Preventive Maintenance" auf Basis digitaler Daten betriebswirtschaftlich günstiger ist als Reparaturen mit nicht planbaren Auszeiten der Anlagen.

4. VERSICHERUNG: Die Berechnung der Versicherungsprämien beruht inzwischen auf relativ verlässlichen Schadens- und Ausfalldaten. Dabei hat sich ge-

zeigt, dass die tatsächlichen Risiken häufig geringer sind, als von Versicherern in früheren Prognosen angenommen. Deshalb sind die Kosten für neue Anlagenversicherungen gesunken. Es lohnt sich, alternative Angebote einzuholen und Verträge neu zu verhandeln. Versicherungen können auch teilweise entfallen, wenn – siehe Reparaturen und Wartung – Dienstleister Risiken für den Betrieb übernehmen.

5. PROJEKTMANAGEMENT: Externe Dienstleister bieten nicht nur technisches, sondern auch kaufmännisches Projektmanagement an. Wer verschiedene Anbieter vergleicht, kann beim vollständigen oder teilweisen Outsourcing des Anlagenmanagements Kosten deutlich senken.

6. KAPITALKOSTEN: Der Zinssatz für Finanzierungen ist seit der Finanzkrise 2007 fast stetig gesunken. Daher sollten Anlagenbetreiber jetzt möglichst vom niedrigen Zinsniveau und von zum Teil geringeren Risikoaufschlägen profitieren. Für Finanzierungen, die in der ersten Jahreshälfte von 2011 oder früher aufgenommen wurden, lohnt sich ein neuer Ansatz. Lassen sich außerdem günstige öffentliche Förderkredite nutzen?

Langfristig dürfte der Druck zu mehr Kosteneffizienz auch die Landschaft der Windparkbetreiber verändern. Gegenüber den Anfängen der Windenergie, als Windparks häufig von engagierten Bürgern oder Genossenschaften initiiert und betrieben wurden, wird sich die Szene weiter professionalisieren. Längst haben Investmentfonds und spezialisierte Kapitalanleger die Windkraft für sich entdeckt. Solche institutionellen Investoren sind auch in der Lage, die teils enormen Investitionen für die häufig anstehende Erneuerung (Repowering) älterer Anlagen zu tragen. Auch achten sie stärker auf Kosteneffizienz im technischen und kaufmännischen Betrieb von Windkraftanlagen. Bereits heute werden 50% aller neu gebauten Windparks weltweit von Finanzinvestoren betrieben. Dieser Trend aus den USA und Asien dürfte sich auch auf den europäischen Märkten weiter verstärken. Konventionelle Energierzeuger dürfen sich dagegen mit groß angelegten Investitionen in die Windkraft auch künftig eher schwertun. Zu häufig fehlen hier das notwendige Kapital wie auch die technische Expertise zum hoch-effizienten Betrieb.

F

AUSGEWÄHLTE EINSPARPOTENZIALE

Windparkbetreiber könnten ihre Betriebskosten signifikant senken.

Zusätzliche
Potenziale durch
anlagentechnische
Optimierung von
Bestandsanlagen
und durch
Repowering

-50%

PROJEKT- MANAGEMENT

Outsourcing an
spezialisierte
Dienstleister

-70%

RÜCKSTELLUNGEN FÜR REPARATUREN

Abwicklung über
Versicherung
Vorbeugende Instand-
haltung (Preventive
Maintenance)

VERSICHERUNG

Anbietervergleich,
Neuverhandlung

-40%

WARTUNG

Neuverhandlung
Verträge
Überarbeitung
Wartungskonzept

PACHT

Ertragsgebundene
Pachtzahlung

-20%

REFINANZIERUNG

Innovationen statt öffentliche Mittel.

Der europäische Markt braucht vor allem mehr Anreize für Spitzentechnologie.

Die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit von Onshore-Wind ist der wichtigste Grund für die zu erwartende Abkehr von preis- und mengenabhängigen Förderinstrumenten. Hinzu kommt, dass beispielsweise Deutschland auch mit der Kosteneffizienz der Solarindustrie eher gemischte Erfahrungen gemacht hat. Die gilt es, kein zweites Mal zu machen. Zwischen 2000 und 2008 kostete Wind zwischen 11 und 20 Milliarden Euro bei einer installierten Leistung von 24 Gigawatt, Solarenergie kostete 35 Milliarden Euro bei einer installierten Leistung von 5,3 Gigawatt. 2007 hielt die deutsche Solarindustrie 20% vom Weltmarkt, die in nur fünf Jahren auf 6% schrumpften. Der Hauptgrund: steigender Wettbewerbsdruck aus China, Korea und den USA. Das koreanische Unternehmen LG meldete 2007 allein 192 Patente an, die deutsche Solarworld nur 75. Was jetzt also bei der Windindustrie mitschwingt: In Zeiten üppiger Förderung sind offenbar Forschung und Entwicklung (F+E) sowie Innovationen zu kurz gekommen. Auch namhafte Unternehmen der europäischen Windindustrie – Ves-

tas aus Dänemark und Nordex aus Deutschland – haben zuletzt die F+E-Ausgaben zurückgefahren. Dabei ist die Lektion der Solarindustrie, dass Anpassungs- und vor allem Innovationsfähigkeit im globalen Wettbewerb überlebenswichtig sind. → **G**

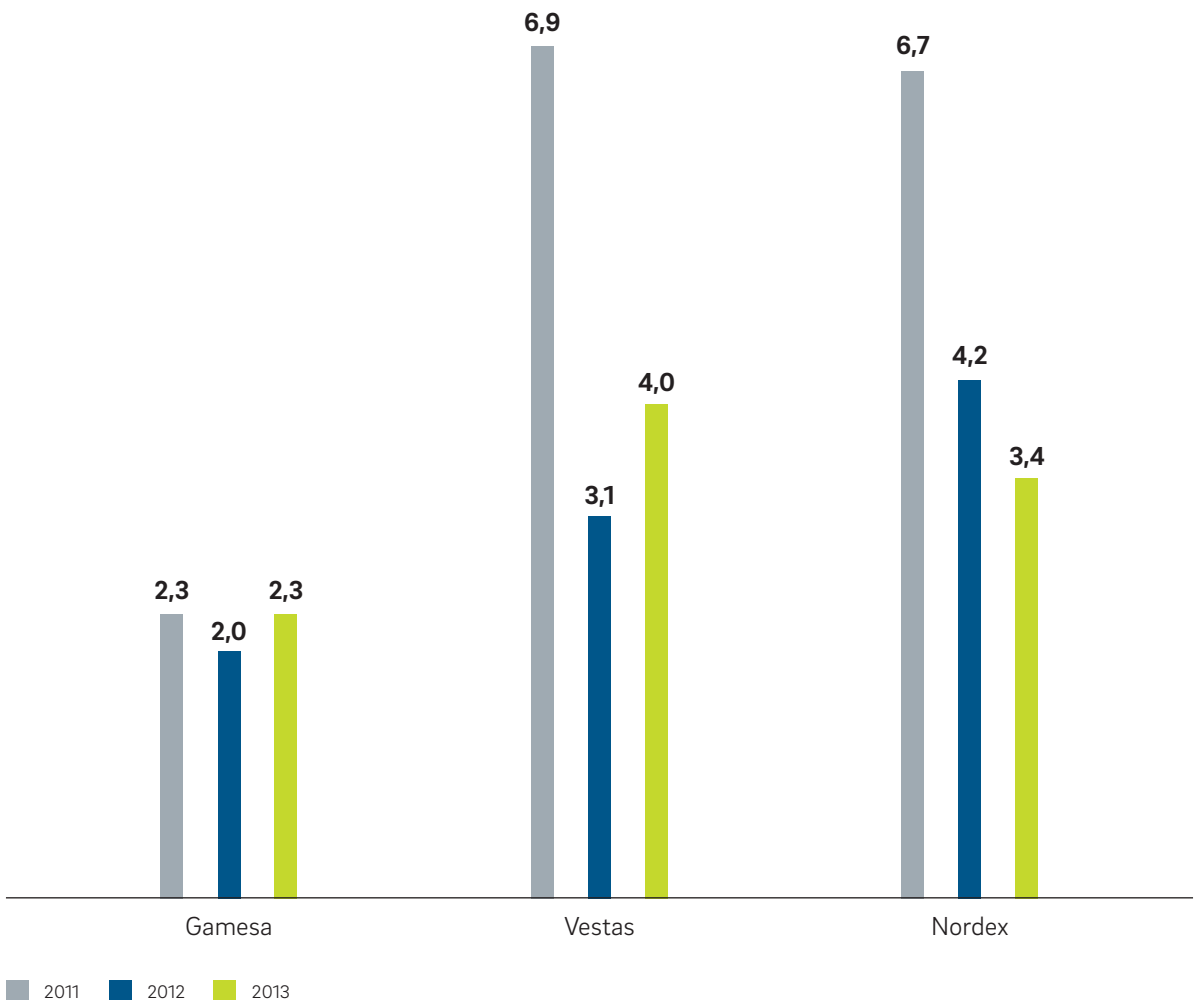
Auch politisch gilt es, intelligente Anreize zu schaffen. Aus wissenschaftlichen Untersuchungen wissen wir heute, dass Einspeisevergütungen die besten Ergebnisse beim Ausbau und der Verbreitung von Technologien erzeugen. Gleichzeitig werden mit Einspeisevergütungen aber auch Technologielinien "einbetoniert". Man spricht hier vom "Technology Lock-in" und meint, dass es für innovative Technologielinien und -substitute umso schwerer wird, Zugang zum Markt zu erhalten.

G

FÖRDERUNG STATT FORSCHUNG?

In Zeiten üppiger staatlicher Förderung sind in der europäischen Windindustrie Forschung und Entwicklung (F+E) sowie Innovationen zu kurz gekommen. Namhafte Unternehmen wie Vestas aus Dänemark und Nordex aus Deutschland haben zuletzt die F+E-Ausgaben zurückgefahren. Dabei sollte die Solarindustrie, die sich dem steigenden Kostendruck aus China, Korea und den USA beugen musste, ein warnendes Beispiel sein. Die Lehre: Der Wettbewerb ist für Europas Windindustrie nur über Innovationen zu gewinnen.

F+E-Budgets führender europäischer Windkraftanlagenhersteller
[% vom Umsatz]



Im Aufwind. Onshore-Wind bietet in Europa auch weiterhin Raum für gute Geschäfte. Investoren, Anlagenhersteller und Politik haben jetzt alle Hebel in der Hand.

Die wichtigsten Marktteilnehmer müssen jetzt klare Prioritäten setzen, um das große Potenzial der Windenergie auszunutzen und sogar auszubauen.

Investoren und Anlagenbetreiber müssen den notwendigen Stakeholder-Dialog mit Bürgern und Kommunen über neue Windparks noch intensiver führen. Dies ist eine der wichtigsten Voraussetzungen, um das in den kommenden Jahren anstehende Repowering, das Ersetzen alter Windparks durch größere und effizientere Anlagen, zu ermöglichen. Zudem sollten Anlagenbetreiber bereits heute alle verfügbaren technischen und betriebswirtschaftlichen Hebel nutzen, um die Effizienz ihrer Windparks zu steigern. Es lohnt sich, gemeinsam mit Service-Anbietern neue Geschäftsmodelle auszuloten.

Anlagenhersteller müssen ihr Portfolio so optimieren, dass die Technik auch unter geringerer Windlast effizient arbeitet. Denn windstarke Standorte sind in vielen Märkten bereits vergeben. Die Stärke der europäischen Anlagenhersteller liegt in ihrer Technologie-

und Innovationsführerschaft. Diese gilt es zu stärken, auch unter Einbeziehung intelligenter, datengetriebener Dienstleistungen in die Wertschöpfungskette und mit angemessener staatlicher Förderung.

Service-Dienstleister können dem wachsenden Kostendruck mit gesamthaften Dienstleistungen zur Wartung und darüber hinaus zur Optimierung von Anlagen und effizienter Ressourcenplanung begegnen. Etablierte Anbieter profitieren vom weiter wachsenden Markt.

Regierungen und Regulierungsbehörden schließlich müssen Anreize schaffen, die Investitionen in dezentrale Netzstrukturen zu fördern. Um das Wachstum von Onshore-Wind weiter voranzutreiben, kommt es auch auf effiziente Genehmigungsverfahren an. Die Zeit umfangreicher Förderung für Windkraft ist in Europa vorbei. Mehr denn je kommt es darauf an, dass Europa Innovationen fördert – in der Herstellung, im Netz, im Betrieb. Dem reifen Markt für Onshore-Wind ist die Luft noch lange nicht ausgegangen. ◆

ÜBER UNS

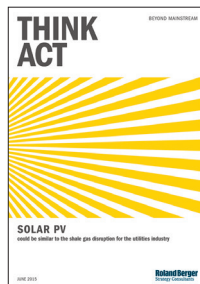
Roland Berger, 1967 gegründet, ist die einzig der weltweit führenden Unternehmensberatungen mit europäischer Herkunft und deutschen Wurzeln. Mit rund 2.400 Mitarbeitern in 36 Ländern ist das Unternehmen in allen global wichtigen Märkten erfolgreich aktiv. Die 50 Büros von Roland Berger befinden sich an zentralen Wirtschaftsstandorten weltweit. Das Beratungsunternehmen ist eine unabhängige Partnerschaft im ausschließlichen Eigentum von rund 220 Partnern.

WEITERFÜHRENDE LEKTÜRE



KEEP YOUR MEGAPROJECT ON TRACK Erfolgreiches Megaprojekt-Management braucht Entscheidungshilfen

Warum scheitern so viele große Investitionsprojekte? Diese Studie analysiert die grundlegenden Fehler und was getan werden kann, damit sie sich nicht regelmäßig wiederholen. 90% der großen Flughäfen, Straßen- oder Schienenprojekte überschreiten ihren Zeitplan und ihr Budget deutlich. Voraussichtlich 30 bis 75 Billionen Euro werden in den kommenden 15 Jahren in Europa investiert. Besseres Management könnte 3 bis 7,5 Billionen Euro Ersparnis bedeuten.



SOLAR PV Fotovoltaik könnte für Energieversorger eine Disruption bedeuten wie das Schiefergas

Stromerzeugung mit Fotovoltaik (PV) ist global ein Wachstumsmarkt. Doch in Europa sind Energieversorger in dem Segment kaum präsent. Sie besitzen weniger als 1% der PV-Kapazität. Projektentwickler, Investoren, Privathaushalte und Unternehmen sind neue Wettbewerber. Neue Speicher- und Speichertechnologien sowie leichter Zugang zu Kapital und Services werden es für Hausbesitzer attraktiver machen, ihre PV-Anlage selber zu besitzen. Überschüssige Energie wird so nicht zu niedrigeren Preisen ins Netz gespeist.

Links & Likes

BESTELLEN UND HERUNTERLADEN
www.rolandberger.com

INFORMIERT BLEIBEN
www.twitter.com/RolandBerger

LIKEN UND TEILEN
www.facebook.com/RolandBergerStrategyConsultants

Einen detaillierten Einblick in die Gedankenwelt von Roland Berger bietet unsere neue Microsite: new.rolandberger.com

Herausgeber

ROLAND BERGER GMBH

Sederanger 1

80538 München

Deutschland

+49 89 9230-0

www.rolandberger.com

IHRE FRAGEN BEANTWORTEN DIE AUTOREN GERNE:

DR. TORSTEN HENZELMANN

Senior Partner und

Head of Civil Economics, Energy & Infrastructure

+49 89 9230-8185

torsten.henzelmann@rolandberger.com

RALPH BÜCHELE

Principal

Civil Economics, Energy & Infrastructure

+49 89 9230-8921

ralph.buechele@rolandberger.com

DR. PHILIPP HOFF

Principal

Civil Economics, Energy & Infrastructure

+49 69 29924-6193

philipp.hoff@rolandberger.com

GORDON WOLLGAM

Project Manager

Civil Economics, Energy & Infrastructure

+49 89 9230-8706

gordon.wollgam@rolandberger.com

Redaktion:

THOMAS REINHOLD

thomas.reinhold@rolandberger.com

Die Angaben im Text sind unverbindlich und dienen lediglich zu Informationszwecken. Ohne spezifische professionelle Beratungsleistung sollten keine Handlungen aufgrund der bereitgestellten Informationen erfolgen. Haftungsansprüche gegen Roland Berger GmbH, die durch die Nutzung der in der Publikation enthaltenen Informationen entstanden sind, sind grundsätzlich ausgeschlossen.