

# Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland

Jens Hobohm, Leonard Krampe und Frank Peter

*Die Offshore-Windenergie ist ein Hoffnungsträger der deutschen Energiewende. Ihre Kostensenkungspotenziale können aber nur dann gehoben werden, wenn Industrie, Politik und Verwaltung gemeinsam die Voraussetzungen dafür schaffen. Wichtig für diese kapitalintensive Technologie sind stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen. Eine aktuelle Zukunftstudie offenbart den Handlungsbedarf.*

Die Offshore-Windenergie in Deutschland steht am Anfang ihres Wachstumspfad. Rund 520 MW sind heute in Nord- und Ostsee in Betrieb. Laut [www.offshore-windenergie.net](http://www.offshore-windenergie.net) befinden sich im Januar 2014 9 Windparks mit ca. 2 400 MW Leistung im Bau. Windparks mit einer Kapazität von knapp 6 800 MW sind zusätzlich bereits genehmigt. Die Politik zielt gemäß Koalitionsvertrag auf 6 500 MW im Jahr 2020 und 15 000 MW bis 2030. Um dieses Wachstum zu erreichen, müssen zum einen die Stromgestehungskosten der Technik sinken, zum anderen stabile rechtliche und politische Rahmenbedingungen herrschen.

## Untersuchungsdesign der Studie

Die Prognos AG und die Fichtner Gruppe erhielten im Januar 2013 den Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE sowie von 15 beteiligten Partnern und Unternehmen, die Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland zu

ermitteln. Mit dieser Studie, die im August 2013 veröffentlicht wurde, konnte erstmals für Deutschland unter Beteiligung der Industrie der Status quo und eine detaillierte Perspektive für die zukünftige Entwicklung der Kosten der Offshore-Windenergie aufgezeigt werden [1].

Die Studie legt zwei verschiedene Ausbauszenarien bis zum Jahr 2023 zugrunde. Szenario 1 beschreibt einen moderaten Ausbaupfad mit mindestens 9 GW kumulierter installierter Leistung in Deutschland und über 20 GW innerhalb von Europa bis zum Jahr 2023. In Szenario 2 wird mit mindestens 14 GW installierter Leistung bis zum Jahr 2023 in Deutschland und über 40 GW in Gesamteuropa gerechnet. Das Ausbauszenario 1 stellt zum heutigen Zeitpunkt das wahrscheinlichere Szenario dar.

Die Studie untersucht die Entwicklung der Investitions-, Betriebs- und Stilllegungskosten sowie die Windstromerträge an drei unterschiedlichen Standorten in der Nord-

see. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der durchschnittlichen Wassertiefe, der Hafentfernung und der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (siehe Abb. 1). Aus den genannten Elementen werden die Stromgestehungskosten berechnet.

Die (durchaus relevanten) Netzanbindungskosten jenseits des parkeigenen Umspannwerks sind gemäß den regulatorischen Bestimmungen kein Bestandteil der Stromgestehungskosten. Sie wurden daher in dieser Studie nicht betrachtet [2].

## Entwicklung der Stromgestehungskosten

Im Ausgangsjahr betragen die Kosten der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie am Standort A 12,8 ct<sub>2012</sub>/kWh. An den anderen Standorten liegen die Kosten bei über 14 ct<sub>2012</sub>/kWh. Bis Ende des Jahres 2013 sind allerdings Windparks an Standorten des Typs B und C noch nicht in Betrieb gegangen (siehe Abb. 2).

In Szenario 1 sinken die Kosten der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2023 im Mittel über alle Standorte um etwa 30 %. In Szenario 2 werden Kostensenkungen von 39 % erreicht. Neben der schnelleren technischen Entwicklung ist vor allem die Zunahme des Wettbewerbs durch den nachhaltigen Eintritt zahlreicher Unternehmen der größte Treiber für die zusätzliche Kostenreduktion.

Die Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie werden durch die Investitionskosten dominiert. Dementsprechend liegen dort auch die größten Einsparpotenziale (siehe Abb. 3). Die Senkung der realen Finanzierungskosten bis zum Jahr 2023 wirkt sich direkt und gleichmäßig auf alle Be-

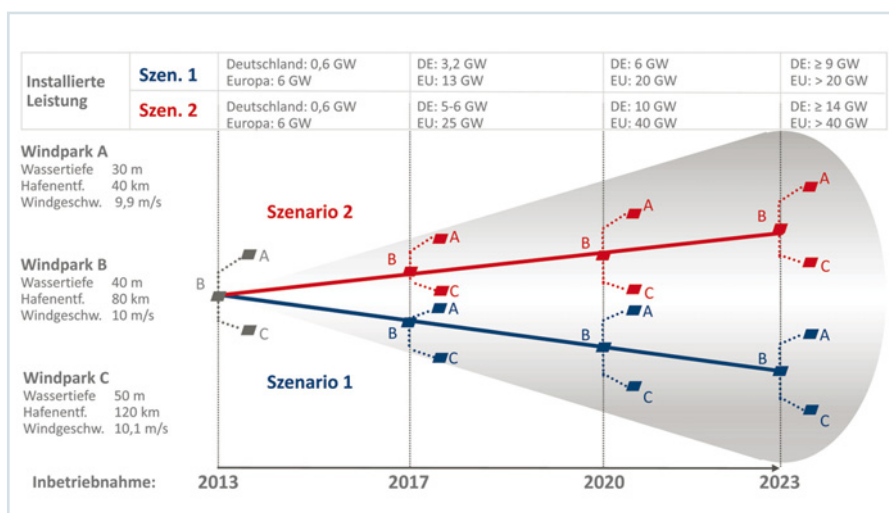
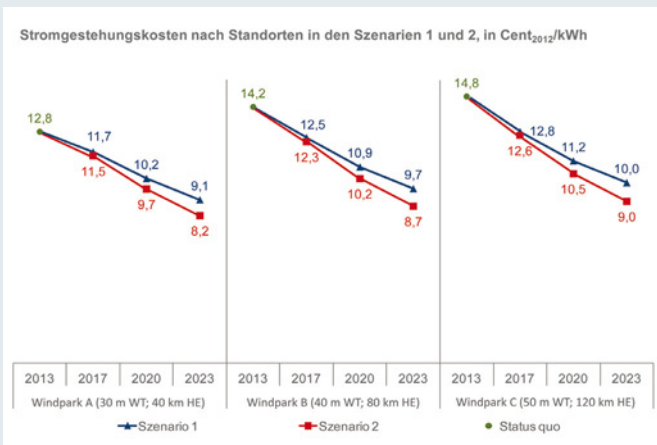
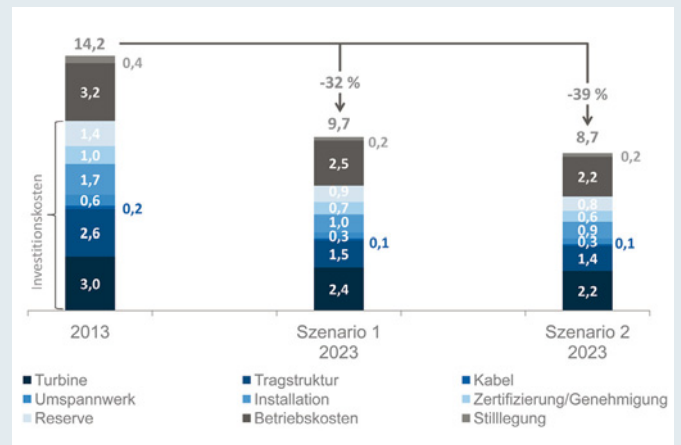


Abb. 1 Definition der Szenarien



**Abb. 2** Ergebnisse der Szenarien im Vergleich (WT = Wassertiefe, HE = Hafentfernung)



**Abb. 3** Die Entwicklung der realen Stromgestehungskosten nach Segmenten am Beispiel von Windpark B

standteile der Investitionskosten aus. Mehr Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer führt im Szenario 2 bei optimalen Bedingungen zu einem größeren Rückgang der Kosten für Turbinen und Tragstrukturen gegenüber dem Szenario 1.

Die Betriebskosten sinken im Szenario 2 durch die Nutzung betreiberübergreifender Betriebs- und Wartungskonzepte stärker. Die Leistungssteigerung der Turbinen von 6 MW auf 8 MW führt zu zusätzlichen Skaleneffekten bei den Betriebskosten und damit zur stärkeren Kostensenkung im Vergleich zum Szenario 1.

(Szenario 1) bzw. 6,6 Prozentpunkte (Szenario 2) sinken.

Die Verbesserung der Betriebs- und Wartungslogistik stellt ebenfalls ein großes technisches Potenzial (5,4 bis 7,8 Prozentpunkte). Kurzfristig bestimmen insbesondere schnellere und größere Schiffe sowie eine verbesserte Infrastruktur das Senkungspotenzial. Langfristig sorgen betreiberübergreifende seebasierte Wartungskonzepte für sinkende Kosten.

Die Optimierung der Installationslogistik sorgt für eine Kostenreduktion um 3,6 bis 5,0 Prozentpunkte. Größere Schiffe er-

möglichen durch höhere Transportkapazitäten die Ausnutzung geeigneter Wetterfenster und die Installation größerer Turbinen.

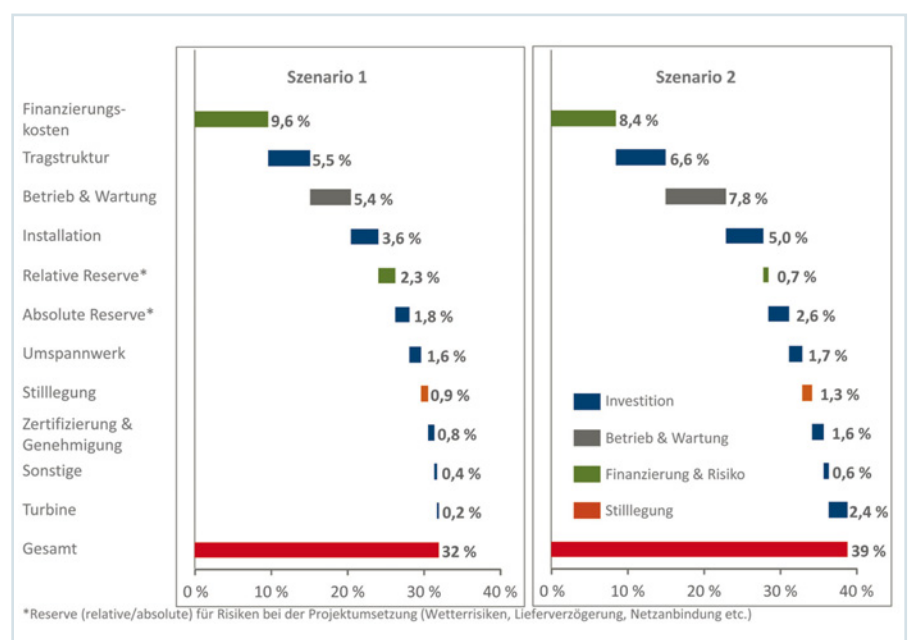
Sinken die Investitionskosten, so sinken auch die notwendigen Rückstellungen („Absolute Reserve“). Aber auch der prozentuale Anteil wird mit sinkendem Risiko infolge der Lerneffekte reduziert („Relative Reserve“).

Einen Beitrag leistet auch die Standardisierung der technischen Auslegung und die Intensivierung des Wettbewerbs der parkeigenen Umspannwerke. Hier liegt das Kostensenkungspotenzial bei 1,6 bis 1,7 Prozentpunkten.

### Kostensenkungspotenziale im Einzelnen

Mehr als die Hälfte der Kostensenkungspotenziale geht auf die Reduktion der Investitionskosten zurück. Zerlegt man die Ursachen für die Kostensenkung in ihre Einzelteile, ergibt sich, dass die Reduktion der Betriebs- und Wartungskosten sowie die Senkung der Finanzierungskosten die größten Einzelpotenziale bieten (siehe Abb. 4). Im Einzelnen zeigen sich vielfältige Effekte, die im Folgenden näher erläutert werden.

Mit der Erhöhung der spezifischen Generatorleistung ergeben sich bei der Gründung und Tragstruktur deutliche Skaleneffekte. Zusätzlich tragen Serienfertigung und ein steigender Wettbewerb dazu bei, dass die Kosten langfristig um weitere 5,5



**Abb. 4** Die einzelnen Kostensenkungspotenziale am Beispiel von Windpark B

■ Die mit der Zeit zunehmende Spezialisierung im Bereich des Rückbaus von Offshore-Windparks (Stilllegung) kann die Stromgestehungskosten senken. Die Kostenreduktion liegt zwischen 0,9 bis 1,3 Prozentpunkten.

■ Einheitliche Genehmigungs- und Zertifizierungsstandards sowie wachsende Erfahrung bei der Planung von Projekten steuern ein Kostensenkungspotenzial von 0,8 bis 1,6 Prozentpunkten bei.

■ Die Turbine liefert angesichts steigender technischer Anforderungen bei größeren Generatoren und höheren Rotordurchmessern mit 0,2 Prozentpunkten in Szenario 1 lediglich einen kleinen, in Szenario 2 mit 2,4 Prozentpunkten aber einen signifikanten Beitrag zur Kostenreduktion. Die Bruttostromerträge der Anlagen steigen je MW um bis zu 8 % an. Der steigende Bruttoertrag wird jedoch durch zunehmende Abschattungsverluste teilweise kompensiert. Langfristig wird ein steigender Wettbewerb durch den Eintritt neuer Marktteilnehmer zur Kostensenkung beitragen.

■ Die deutliche Senkung der Risikoprämien in der Finanzierung durch wachsende Erfahrung bei Planung, Bau und Betrieb und größere Zuverlässigkeit der Anlagen trägt in Szenario 1 sogar stärker zur Senkung der Kosten bei als in Szenario 2. Insgesamt ist die Reduktion der Finanzierungskosten durch das veränderte Risikoprofil der Technik bei größerer Erfahrung einer der größten Treiber der Kostenreduktion.

## Wie die Potenziale gehoben werden können

Um die dargestellten Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in den kommenden zehn Jahren zu heben, sind Beiträge aller Akteure in Industrie, Politik und Verwaltung erforderlich. Nicht nur der technische Bereich bietet ein signifikantes Potenzial, sondern auch die Minimierung der Risikoprämien in der Finanzierung. Voraussetzung hierfür sind stabile regulatorische Rahmenbedingungen. Für die Offshore-Industrie selbst sind technische Innovationen und die Erhöhung der Effizienz im Umgang mit der Technik die zentralen Stellgrößen.

Alle nachfolgend genannten Handlungsfelder beeinflussen auch die Projektrisikoprämien.

Das aktive Risikomanagement ist bei Offshore-Windprojekten ein wesentlicher Baustein der Kostensenkung. Ein verbessertes Schnittstellenmanagement zwischen Betreibern, Herstellern, Installateuren, Netzbetreibern und Behörden kann die Risiken weiter reduzieren.

Stabile Rahmenbedingungen sind bereits mehrfach erwähnt worden. Hierzu zählen neben stabilen Refinanzierungsoptionen durch das EEG auch der Bestandsschutz für bereits getätigte Investitionen und getroffene Investitionsentscheidungen. Insbesondere ist es wichtig, die Entwicklung auch im Anschluss an die erste Ausbaustufe nach 2017 kontinuierlich aufrechtzuerhalten. Die im Koalitionsvertrag geplante Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 31.12.2019 ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung. Die dadurch gewonnene Sicherheit für die Investoren kann sich durch eine Reduzierung der Risikoaufschläge dämpfend auf die Kapitalkosten auswirken.

Die Einführung von Technologiestandards bei Komponenten, Fundamenten und Netzanschlüssen kann die Kosten für Installation und Wartung deutlich senken. Es ist sinnvoll, diese Standards in enger Abstimmung mit der Industrie zu entwickeln und europaweit zu koordinieren. In eine ähnliche Richtung zielt die Empfehlung einer gemeinsamen Prüfung der Zertifizierungs- und Genehmigungsstandards. Industrie, Betreiber, Zertifizierer und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie könnten die Prozesse und Standards optimieren.

Je nach Standort bieten sowohl die Optimierung der Auslastung als auch die Maximierung des Windertrags Kostensenkungspotenziale. Bei küstennahen Standorten ist eine hohe Auslastung der Anlagen über größere Rotoren vorteilhaft. Je höher der Installations- und Wartungsaufwand aufgrund größerer Küstenentfernungen ist, desto sinnvoller wird die Maximierung des Windertrags durch Skaleneffekte großer Turbinenleistungen.

Die Installationslogistik sollte durch leistungsfähigere Schiffe und Häfen sowie die Anpassung der Prozesse verbessert werden. Ebenso sollte die Entwicklung, Erprobung und Markteinführung von innovativen An-

lagenkonzepten und Tragstrukturen intensiviert werden. Hierzu können – von der Politik flankiert – die Einrichtung von Testfeldern und die Nutzung von Demonstrationsanlagen dienen.

Deutliche Kostenvorteile können mittelfristig über gemeinsame Konzepte für Betrieb und Wartung der Windparks erzielt werden. Anzustreben ist die gemeinsame Nutzung der Flotten- und Logistikinfrastruktur (z. B. Landemöglichkeiten für Helikopter usw.). Offshore-Logistikzentren, in denen Ersatzkomponenten unterschiedlicher Hersteller vorrätig sind, verkürzen die Ausfallzeiten der Windparks. Langfristig könnten bereits in der Installationsphase gemeinsame Konzepte von Betreibern benachbarter Windparks mit gleichen Anlagentypen Kosten sparen.

Im Bereich der Turbinen- und Tragstrukturtechnik und bei den Netzanschlusskomponenten bietet die Serienfertigung deutliche Kostensenkungspotenziale. Der weitere Aufbau einer Serienfertigung gelingt jedoch nur bei dynamischer Marktentwicklung und weitgehender Realisierung von Technologiestandards.

## Anmerkungen

[1] Vgl. Hobohm, J.; Krampe, L.; Peter, F.; Gerken, A.; Heinrich, P.; Richter, M.: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Berlin, 8/2013; abrufbar unter: [http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822\\_Prognos\\_Fichtner\\_Studie\\_Offshore-Wind\\_Lang\\_de.pdf](http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf)

[2] Sämtliche Kosten und Stromgestehungskosten werden – falls nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet – in realen Werten mit dem Basisjahr 2012 angegeben.

*J. Hobohm, Partner und Leiter des Bereichs Energiewirtschaft; L. Krampe, Berater Bereich Energiewirtschaft; F. Peter, Senior Projektleiter Bereich Energiewirtschaft, Prognos AG, Berlin*  
*jens.hobohm@prognos.com*  
*leonard.krampe@prognos.com*  
*frank.peter@prognos.com*