

**STUDIE  
STROMGESTEHUNGSKOSTEN  
ERNEUERBARE ENERGIEN  
MAI 2012**



# **STUDIE STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN**

**VERSION: 30. MAI 2012**

**CHRISTOPH KOST  
DR. THOMAS SCHLEGL  
JESSICA THOMSEN  
SEBASTIAN NOLD  
JOHANNES MAYER**

**RENEWABLE ENERGY INNOVATION POLICY  
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE**

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Zusammenfassung</b>	<b>2</b>
<b>1. Ziel dieser Untersuchung</b>	<b>5</b>
<b>2. Markt für erneuerbare Energien</b>	<b>6</b>
<b>3. Berechnung von Stromgestehungskosten</b>	<b>8</b>
Vorgehen	8
Technologie- und Finanzierungsparameter	9
Lernkurvenmodelle	10
Untersuchte Standortbedingungen	11
<b>4. Ergebnisse</b>	<b>12</b>
Photovoltaik	13
Solarthermische Kraftwerke	15
Windenergieanlagen	16
Prognose der Stromgestehungskosten bis 2020 und 2030	18
Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven	20
Ausblick: PV-Großkraftwerke und PV-Produktionstechnologie	21
<b>5. Anhang</b>	<b>22</b>
<b>6. Referenzen</b>	<b>24</b>

**Ansprechpartner:**

Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost  
christoph.kost@ise.fraunhofer.de

**Leiter Renewable Energy**

Innovation Policy RENIP:  
Dr. Thomas Schlegl

**Fraunhofer-Institut  
für Solare Energiesysteme ISE**

Heidenhofstraße 2  
79110 Freiburg  
www.ise.fraunhofer.de

**Institutsleiter:**

Prof. Dr. Eicke R. Weber

Diese Studie wurde von der Abteilung Renewable Energy Innovation Policy am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt.

Für alle Grafiken und Abbildungen der vorliegenden Studie gilt das Copyright ©Fraunhofer ISE.

# ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie analysiert die aktuellen Stromgestehungskosten mit technologiespezifischen Systemauslegungen und Anlagenpreisen im zweiten Quartal 2012 für die erneuerbaren Energietechnologien Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke und Windenergieanlagen und vergleicht die unterschiedlichen Kostenentwicklungen dieser Technologien.

**Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsgröße auf Basis gewichteter Durchschnittskosten für Stromerzeugungstechnologien dar. Sie ermöglichen einen Vergleich zwischen verschiedenen Technologien und sind nicht mit der Höhe von Einspeisevergütungen gleichzusetzen. Die tatsächliche Wertigkeit des Stroms ist bestimmt durch die tageszeitlichen Schwankungen von Angebot und Nachfrage und kann nicht über Stromgestehungskosten abgebildet werden.**

Die vorliegende, aktualisierte Version (2012) der Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ vom Dezember 2010 greift dabei aktuelle Trends in der Kostenentwicklung der letzten beiden Jahre auf (Kost und Schlegl, 2010). Die marktüblichen Finanzierungskosten und Risikoaufschläge werden in dieser Version weiter detailliert und technologiespezifisch sowie länderabhängig angesetzt. Dies ermöglicht einen realistischen Vergleich von Kraftwerksstandorten, Technologierisiken und Kostenentwicklungen. Die Höhe der Finanzierungskosten hat einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten und die Wettbewerbsfähigkeit einer Technologie. Dies ist beim Vergleich zwischen der Studie von 2010 und der aktuellen Version zu beachten. Die Stromgestehungskosten wurden erneut anhand aktueller spezifischer Investitionen berechnet.

Diese Studie modelliert die zukünftige Kostenentwicklung auf Basis des Marktwachstums und historisch beobachteter Lernkurven. So können Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien getroffen werden.

Folgende Stromerzeugungstechnologien werden bei verschiedener Größenauslegung bezüglich der aktuellen Höhe ihrer Stromgestehungskosten unter den Standortbedingungen von Deutschland, Frankreich, Spanien und Nordafrika untersucht und bewertet:

## Photovoltaikanlagen – Multikristallines Silicium (PV)

- Dachinstallierte Kleinanlagen (bis 10 kWp) - PVKlein
- Dachinstallierte Großanlagen (bis 1000 kWp) - PVGroß
- Freiflächenanlagen (größer 1000 kWp) - PVFrei

Für die PV-Anlagen wurden Standorte in Deutschland mit einer horizontalen solaren Einstrahlung von 1100 bis 1300 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr auf ein optimal ausgerichtetes PV-Modul sowie Standorte in Frankreich mit 1700 kWh/m<sup>2</sup>, Spanien 2000 kWh/m<sup>2</sup> und Nordafrika 2500 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr untersucht.

## Solarthermische Großkraftwerke (CSP)

- Parabolrinnenkraftwerke (100 MW) mit und ohne Wärmespeicher - Parabol
- Kraftwerke mit Fresnel-Technologie (100 MW) - Fresnel
- Turmkraftwerke (100 MW) mit Wärmespeicher - Turm

Da CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse auf spanische (2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr) und nordafrikanische Standorte (2500 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr).

## Windenergieanlagen (WEA)

- Onshore (2 - 3 MW)
- Offshore (3 - 5 MW)

Betrachtet wird der Betrieb von Onshore-WEA in Mitteleuropa bei 1300 bis 2700 Volllaststunden pro Jahr sowie von Offshore-WEA in der Nordsee bei 2800 bis 4000 Volllaststunden pro Jahr.

## Aktuelle Stromgestehungskosten Mai 2012

Die aktuellen Stromgestehungskosten von Neuanlagen der betrachteten erneuerbaren Energien sind im Vergleich zu konventioneller, fossiler Stromerzeugung im ersten Halbjahr 2012 in Abbildung 1 dargestellt. **Bei allen Technologien sind die projektspezifischen Standortbedingungen entscheidend für die Höhe der Stromgestehungskosten.**

An Standorten mit einer solaren Einstrahlung von 1300 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr (typische Einstrahlung auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage in Süddeutschland) belaufen sich die Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen auf 0,14 bis 0,16 Euro/kWh und von PV-Freiflächenanlagen auf 0,13 bis 0,14 Euro/kWh. Abhängig von Struktur und Größe sowie dem Standort der Anlage erreichen die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen 0,10 Euro/kWh für PV-Freiflächenanlagen bei einer Einstrahlung von 2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr. **PV-Stromgestehungskosten liegen damit nicht nur in Regionen mit sehr hoher Einstrahlung, sondern auch in Deutschland unterhalb des Endkundenstrompreises (0,253 Euro/kWh, BMWi 2012).**

**Die Wettbewerbsfähigkeit von Windenergieanlagen (WEA) gegenüber konventionellen Kraftwerken ist an guten Windstandorten erreicht.** Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen heute zwischen 0,06 und 0,08 Euro/kWh und damit im Bereich der konventionellen Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle, Kernkraft).

**Offshore-WEA verzeichnen trotz höherer Volllaststunden von jährlich 3200 bis zu 4000 Stunden mit knapp 0,11 bis 0,16 Euro/kWh höhere Stromgestehungskosten als Onshore-Anlagen.** Ursachen sind die teurere Installation sowie höhere Betriebs- und Finanzierungskosten der Offshore-Anlagen.

**Solarthermische Kraftwerke (Concentrating Solar Power – CSP) an Standorten mit einer jährlichen Direkt-einstrahlung (DNI) von 2000 kWh/m<sup>2</sup> weisen Stromgestehungskosten von 0,18 bis 0,24 Euro/kWh auf.** Aufgrund der starken Kostensenkung bei PV-Anlagen innerhalb der letzten Jahre zeigen diese am gleichen Standort einen Kostenvorteil gegenüber CSP-Kraftwerken auf.

Der Vorteil der Speicherbarkeit von Energie und der regelbaren Stromproduktion von solarthermischen Kraftwerken ist dabei nicht berücksichtigt. Die Vorteile von einer höheren Volllaststundenanzahl von Windkraftanlagen, insbesondere von Offshore-Anlagen, werden ebenfalls in den Stromgestehungskosten nicht abgebildet. **Speicherbarkeit und Volllaststunden spielen jedoch für die langfristige Energiesystementwicklung eine wichtige Rolle.**

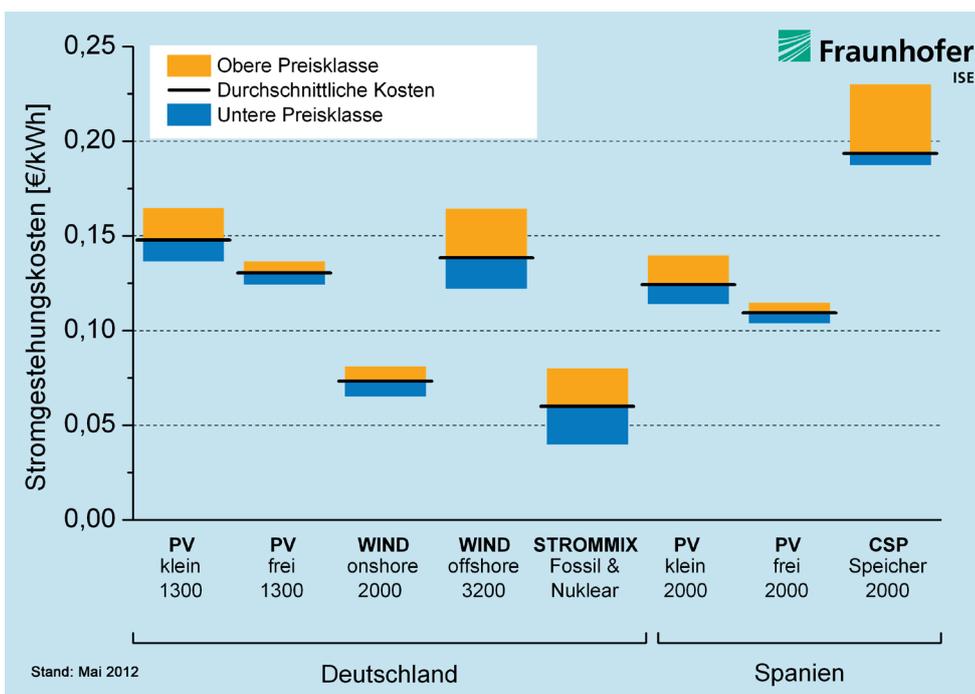


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für PV, CSP und Wind an Standorten in Deutschland und Spanien.

Der Wert unter der Technologie bezieht sich auf die solare Einstrahlung in kWh/m<sup>2</sup>/Jahr (optimaler Neigungswinkel für PV berücksichtigt, DNI für CSP), bei Windkraft auf die Volllaststundenanzahl pro Jahr.

## Prognose der Stromgestehungskosten bis 2030

Für die Marktprognose von erneuerbaren Energietechnologien (PV, CSP, Wind) werden jeweils drei globale Marktszenarien für die Jahre 2012 bis 2030 untersucht und dargestellt. Mit Hilfe dieser Referenzszenarien werden die zukünftigen Markt- und Kostenentwicklung der jeweiligen Technologie unter Berücksichtigung von weiteren Kostensenkungen abgeschätzt. Die Kostensenkungen können über die gesamte Wertschöpfungskette, d.h. in der Produktion von Anlagenkomponenten und beim Bau bzw. der Installation der Anlagen, sowie durch Wirkungsgradsteigerungen erreicht werden.

Unter der Voraussetzung von zukünftig gleichbleibenden Lernraten von PV-Systemen und PV-Modulen (15-20% bei Verdoppelung der installierten Anlagenleistung, entspricht einer Progress Ratio von 80-85%) sinken die Stromgestehungskosten von zukünftigen Anlagen im Vergleich zu CSP-Kraftwerken und WEA überproportional (Abbildung 2 und 3). Bereits 2022 können PV-Freiflächenanlagen damit in Deutschland ähnliche Kostenniveaus wie konventionelle, fossile Kraftwerke erreichen, da diese nach Angaben der BMU-Leitstudie 2011 (BMU, 2012) in diesem Zeitraum auf durchschnittlich 0,08 Euro/kWh ansteigen werden (Abbildung 3).

Im Vergleich dazu stellt Abbildung 2 die Kostenprognose für die Solartechnologien in Spanien, als exemplarischen Standort mit einer deutlich höheren Einstrahlung als Deutschland, dar. Aufgrund der aktuellen Finanzierungsbedingungen erreichen PV-Anlagen trotz höherer Einstrahlung nicht deutlich früher das Niveau von konventionellen Kraftwerken (Annahme:

Strommix aus Deutschland). CSP-Kraftwerke erzielen aufgrund ihres schwachen Marktwachstums und niedrigerer Lernraten deutlich geringere Kostendegressionen.

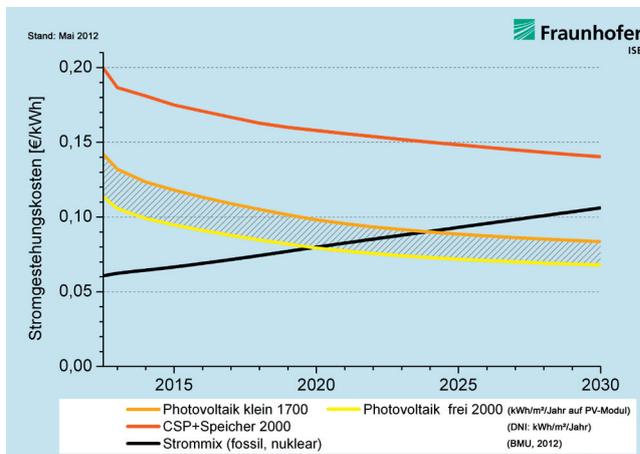


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Spanien bis 2030.

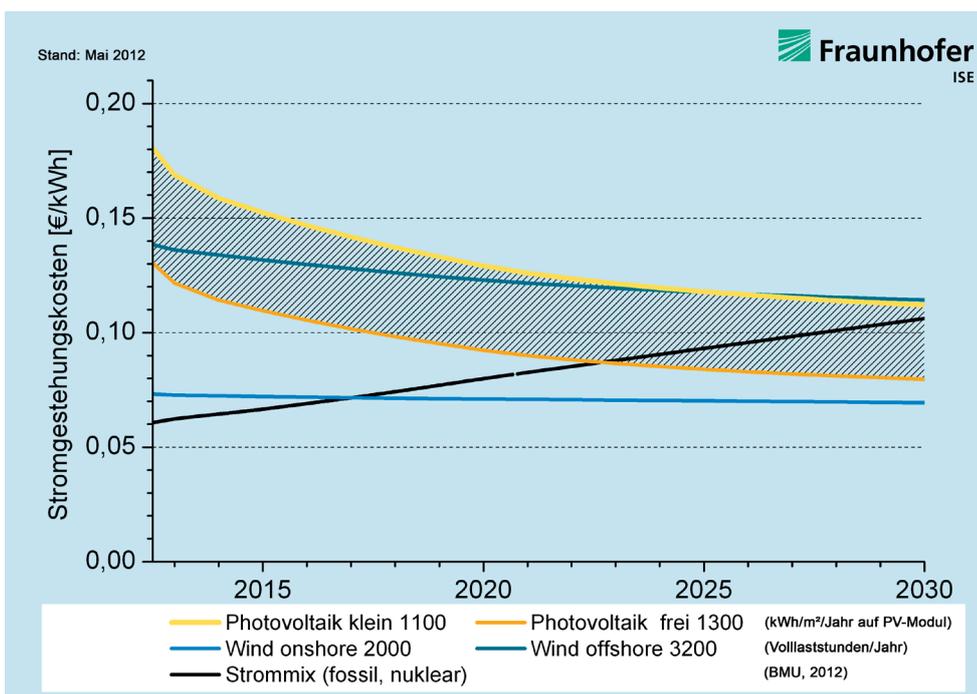


Abbildung 3: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2030.

# 1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Im Gegensatz zu den steigenden Energiepreisen bei fossilen und nuklearen Stromquellen sinken die Stromgestehungskosten aller erneuerbaren Energien seit Jahrzehnten kontinuierlich. Getrieben wird diese Entwicklung durch technologische Innovationen, wie den Einsatz günstigerer und leistungsfähigerer Materialien, reduzierten Materialverbrauch, effizientere Produktionsprozesse, die Steigerung von Wirkungsgraden sowie die zunehmende Massenproduktion aufgrund eines weltweit starken Marktwachstums. Lediglich Rohstoffpreissteigerungen und schlechtere Standortauswahl können zu steigenden Stromgestehungskosten führen.

## Zentrale Inhalte dieser Studie sind

1. Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung der erneuerbaren Energietechnologien Photovoltaik (PV), solarthermische Kraftwerke (CSP) und Windenergieanlagen (WEA) auf Basis von recherchierten Kosten und Marktszenarien
2. Ökonomische Modellierung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten (Stand 2. Quartal 2012 für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen z.B. Einstrahlung und Windangebot) auf Basis der marktüblichen Finanzierungskosten
3. Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
4. Prognose der zukünftigen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien bis 2030 anhand von verschiedenen Marktszenarien und Lernkurvenmodellen

Die Technologien werden anhand historisch belegter Lernkurven und marktüblicher Finanzierungskosten bewertet und gegenübergestellt. Eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung von Neuanlagen auf Basis von recherchierten Marktpreisen für

Investitionen in Euro pro installierter Leistung (mit oberen und unteren Preisklassen) gewährleistet eine faire Bewertung der Ergebnisse für die Stromgestehungskosten. Es ist zu beachten, dass sich Marktpreise häufig an verfügbaren Einspeisetarifen orientieren und sich damit nicht immer im freien Wettbewerb befinden. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden Charakteristika einzelner Technologien, die nicht in Stromgestehungskosten abgebildet werden können, wie beispielsweise Vorteile einer Speicherung, Anzahl der Volllaststunden, dezentraler Stromerzeugung und tageszeitabhängiger Verfügbarkeit.

Die Höhe der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Technologien hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- **Spezifische Anschaffungsinvestitionen**  
für Bau und Installation der Anlagen mit Ober- und Untergrenzen; in dieser Studie ermittelt aus aktuellen Kraftwerks- und Marktdaten
- **Standortbedingungen**  
mit typisches Strahlungs- und Windangebot für unterschiedliche Kraftwerkstandorte
- **Betriebskosten**  
während der Nutzungszeit der Anlage
- **Lebensdauer der Anlage**
- **Finanzierungsbedingungen**  
am Finanzmarkt ermittelte Renditen und Laufzeiten aufgrund technologiespezifischer Risikoaufschläge und länderspezifischen Finanzierungsbedingungen, unter Berücksichtigung des Anteils von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung

## 2. MARKT FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

In den vergangenen zehn Jahren verzeichnete der weltweite Markt für erneuerbare Energien ein sehr starkes Marktwachstum (siehe Abbildung 4). Besonders in den letzten Jahren hat die Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken dem Markt für erneuerbare Energien einen zusätzlichen Schub gegeben, der bis dahin vor allem durch staatliche Förderprogramme getragen war.

Die breite Umsetzung von klaren Regelungen für erneuerbare Energien wie die Schaffung von rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderprogrammen (Einspeisetarife, Quotenregelungen oder Zertifikathandel) schuf in vielen Staaten ein stabiles Investitionsklima. Die Gesetzgeber dieser Staaten reagierten damit auf die absehbare Verknappung von fossilen Energieträgern sowie auf die Klimaproblematik und versuchten durch einen frühzeitigen Aufbau einer nationalen Industrie für erneuerbare Energien volkswirtschaftlich von der Entwicklung zu profitieren. Gleichzeitig entstanden und entstehen immer mehr Technologieanwendungen, in denen erneuerbare Energietechnologien auch ohne Investitionsunterstützung wettbewerbsfähig sind.

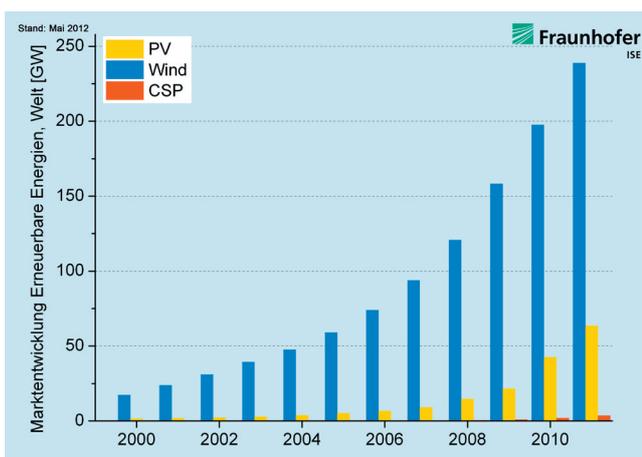


Abbildung 4: Global kumulierte installierte Kapazität 2000-2011 von PV-, CSP- und WEA nach Fraunhofer ISE, GWEC 2009, Sarasin 2011.

Das starke Marktwachstum und Investitionen in Technologien für erneuerbare Energien führten zu intensivierten Forschungsanstrengungen, die in verbesserten Systemlösungen mit höheren Wirkungsgraden sowie geringeren Kosten während des

Anlagenbetriebs mündeten. In Kombination mit zunehmender Massenfertigung konnten die spezifischen Investitionen und damit die Stromgestehungskosten der hier analysierten Technologien deutlich gesenkt werden. Mit weiter sinkenden Stromgestehungskosten wird das Volumen dieser Märkte weiter deutlich wachsen und zu einer dynamischen Marktentwicklung der erneuerbaren Energien beitragen.

Der Umfang des weltweiten Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten von Erneuerbaren Energien wird durch die installierte Gesamtleistung von fast 400 GW bis Ende 2011 und die jährlichen Investitionen in neue Anlagen von bis zu 211 Mrd. US\$ in 2010 deutlich (Zahlen von REN21 (2011): 312 GW Erneuerbare Energien in 2010 und weiteren Wasserkraft-Großkraftwerke mit ca. 1000 GW). Zum Vergleich: Die weltweit installierte Leistung von Kernkraftwerken beträgt 366 GW.

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen, aber auch Fördermaßnahmen entwickelten sich die Märkte der einzelnen Technologien sehr unterschiedlich. So erreichte der Markt für WEA frühzeitig wettbewerbsfähige Marktpreise und hat daher auch ohne Marktanreizprogramme in zahlreichen Ländern Absatzmärkte gefunden, deren installierte Leistung sich aktuell auf fast 240 GW summiert (GWEC 2012).

Damit hat die Windkraft weiterhin den mit Abstand größten Markt von erneuerbaren Energietechnologien. Die, gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien, vollständig wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten von WEA an windstarken Onshore-Standorten ermöglichten die Etablierung der Windkraft in einer Vielzahl von Märkten, darunter auch in einigen Entwicklungs- und Schwellenländern. Trotz Prognosen von hohen Wachstumsraten für die Offshore-Windkraft hat sie aktuell nur einen Anteil von unter 1,5% an der Gesamtkapazität aller installierten WEA. Der hohen Priorisierung der Offshore-Windenergie in vielen nationalen Energiestrategien stand bei ersten Projektrealisierung in den vergangenen Jahren ein nicht erwarteter Mehraufwand gegenüber, der häufig zu Projektverzögerungen führte.

Der Photovoltaikmarkt hat sich nach dem Lieferengpass aufgrund des Siliciummangels in den Jahren 2007 bis 2009 von einem Verkäufer- zu einem Käufermarkt entwickelt. Durch den starken Anstieg der Produktionskapazitäten seit 2009 kam es zu einem hohen Wettbewerb innerhalb der PV-Industrie und zu Überkapazitäten im Markt. Beides führte insbesondere 2011 zu deutlichen Preisrückgängen und teilweise nicht erwarteten Marktdynamiken.

In sonnenreichen Gebieten wurden CSP-Kraftwerke, nach ersten Anlageninstallationen in den 80er Jahren in den USA, in einigen Ländern wieder entdeckt, so dass inzwischen 2000 MW installiert sind (Sarasin 2012). Vor allem in den sonnenreichen MENA-Staaten (Middle East and North Africa) wird das Konzept der CSP-Kraftwerke aufgrund der Vorteile der Energiespeicherung und der Möglichkeit einer hohen lokalen Wertschöpfung von politischen Entscheidungsträgern derzeit intensiv verfolgt.

Für die Prognose der Stromgestehungskosten bis 2030 nutzt diese Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen. So konnten besonders für die Windtechnologie und Silicium-PV in den letzten 20 Jahren konstante Lernraten beobachtet werden (Albrecht 2007, Neij 2008). Bei CSP konnte sich noch keine langjährig stabile Lernkurve bil-

den, wodurch die Betrachtung der CSP-Lernkurven mit einer größeren Unsicherheit behaftet ist. Den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien zu Grunde gelegt, die aus Referenzszenarien verschiedener Autoren entnommen sind (Tabelle 3 im Anhang).

Aus den technologiespezifischen Marktszenarien ergibt sich für jede Technologie ein Entwicklungshorizont, der gleichzeitig von zahlreichen technologischen, energiepolitischen und wirtschaftlichen Entscheidungsvariablen in den kommenden zwanzig Jahren beeinflusst wird.

Es besteht für alle Technologien eine erhebliche Unsicherheit über die tatsächlich realisierte Marktentwicklung bis zum Jahr 2030, da diese sehr stark von der Höhe der spezifischen Investitionen, der nutzbaren Volllaststunden unter Berücksichtigung der Integration von Speichermöglichkeiten, dem regulatorischen Umfeld der unterschiedlichen Märkte und nicht zuletzt der Preisentwicklung der konventionellen Energieträger abhängig ist. Die tatsächliche Marktentwicklung jeder Technologie ist jedoch entscheidend für den zeitlichen Verlauf der Kostendegression. Die hier vorgestellten Entwicklungen der Stromgestehungskosten sind daher potenzielle Entwicklungspfade auf Basis verschiedener Referenzszenarien und aktueller Marktentwicklungen.

# 3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

## Vorgehen

Die Berechnung von durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Neuanlagen erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für Investition und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen.

Für die Berechnung von Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE) für Neuanlagen im jeweiligen Jahr der Installation der Anlage gilt (Konstantin 2009):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in Euro/kWh
$I_0$	Investitionsausgaben in Euro
$A_t$	Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t
$M_{el}$	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
$i$	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
$n$	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
$t$	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Betriebskosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit über den Diskontierungsfaktor (Wacc) in die Analyse einfließen. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Deshalb gilt für die Formel der jährlichen Gesamtkosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten

### Jährliche Gesamtkosten $A_t =$

Fixe Betriebskosten  
+ Variable Betriebskosten  
(+ Restwert/Entsorgung der Anlage)

Durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet.

Bei PV-Anlagen wurde ein Austausch des Wechselrichters für Kleinanlagen nach der Hälfte der Nutzungszeit, bei PV-Großanlagen sind ein Wechselrichteraustausch bzw. Wartungsverträge in den O&M-Kosten berücksichtigt. Restwert und Kosten für den Rückbau bzw. Abriss der Anlage werden als sich ausgleichende Maßnahmen betrachtet und deswegen in dieser Berechnung vernachlässigt (hier Annahme bei PV: Restwert ist 10% der Investition).

Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Diese kann nur unter Hinzunahme von weiteren Einflussparametern berechnet werden. Eigenverbrauchsregelungen, Steuergesetzgebung und realisierte Einnahmen der Betreiber erschweren die Berechnung eines Einspeisetarifs aus den Ergebnissen für die Stromgestehungskosten. Zusätzlich muss eingeschränkt werden, dass eine Berechnung von Stromgestehungskosten die Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres nicht berücksichtigt.

## Technologie- und Finanzierungsparameter

Tabelle 4 im Anhang gibt die Investitionshöhen in Euro/kW der betrachteten Technologien PV, CSP und WEA an, ermittelt aus einer Marktrecherche von aktuellen Kraftwerksinstallationen. Innerhalb der Technologien können die Systemkosten nach Kraftwerksgröße und Bauweise des Kraftwerkes unterschieden werden. Für die jeweiligen Technologien werden auf Grundlage der Datenrecherche ein mittlerer Kostenwert sowie Ober- und Untergrenzen ermittelt, zwischen denen die marktüblichen Kosten für die Installation der Anlagen und deren Betriebskosten variieren. Es werden für alle Länder einheitliche Investitionshöhen angenommen.

Im Bereich Photovoltaik können anhand der Anlagengröße Durchschnittswerte und obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von Kleinanlagen bis 10 kWp, Großanlagen bis 1000 kWp und Freiflächen angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt im Jahr 2012 berechnet werden. Im Vergleich zur Studie von 2010 wurde die Lebensdauer von PV-Anlagen den Erfahrungswerten angepasst und ist nun mit 25 Jahren angesetzt.

Für solarthermische Kraftwerke findet eine Einteilung in Parabolrinnenkraftwerke mit und ohne thermischen Speicher (1010 MWh<sub>th</sub>) bis zu einer Größe von 100 MW statt. Die Unterscheidung wird abgeschlossen mit der Modellierung von Turmkraftwerken und Fresnel-Kraftwerken, deren Kostenprojektionen ebenfalls beispielhaft aufgenommen werden. Angaben der Referenzkraftwerke wie standortspezifische

Einstrahlung, Anteil des eingesetzten Erdgases für den Hybridbetrieb (<10%) und anlagenspezifischer Output dienen als Berechnungsgrundlage der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken.

Daten über aktuelle Windenergieanlagen für Offshore- und Onshore-Anlagen basieren auf Windguard (2011) und EWEA (2009) sowie den Wind-offshore Projekten Baltic1 und Borkum West2. In diesen Studien können ebenfalls Mittelwerte bzw. untere und obere Grenzen für die Anlageninvestitionen pro installierter Leistung (in kW) gefunden werden (Tabelle 4 im Anhang).

Die unten aufgeführten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für das 2. Quartal 2012 ein (Tabelle 1). Die Finanzierungsparameter wurden seit der Studie von 2010 detailliert analysiert und auf die Risiko- und Investorenstruktur der einzelnen Technologien angepasst, da der gewählte Diskontierungssatz erheblichen Einfluss auf die Höhe der berechneten Stromgestehungskosten hat.

In vielen Studien wird dieser Aspekt nicht hinreichend untersucht, oftmals werden identische Diskontierungssätze für alle untersuchten Technologien und Standorte angesetzt, wodurch es zu Abweichungen von den tatsächlich erzielbaren Stromgestehungskosten kommt. Die Diskontierungssätze werden in dieser Studie daher technologieabhängig über die markt-

	Deutschland				Spanien		
	PV Klein	PV Groß/Fläche	Wind Onshore	Wind Offshore	PV Klein	PV Groß/Fläche	CSP
<b>Betriebsdauer</b>	<b>25 Jahre</b>	<b>25 Jahre</b>	<b>20 Jahre</b>	<b>20 Jahre</b>	<b>25 Jahre</b>	<b>25 Jahre</b>	<b>25 Jahre</b>
Eigenkapital-Anteil	20,0%	20,0%	30,0%	40,0%	20,0%	20,0%	30,0%
Fremdkapital-Anteil	80,0%	80,0%	70,0%	60,0%	80,0%	80,0%	70,0%
Eigenkapital-Rendite	6,0%	7,5%	9,0%	14,0%	9,0%	10,5%	12,0%
Fremdkapital-Zins	4,0%	4,5%	4,5%	7,0%	7,0%	7,5%	9,0%
<b>WACC (Weighted Average Cost of Capital)</b>	<b>4,4%</b>	<b>5,1%</b>	<b>5,9%</b>	<b>9,8%</b>	<b>7,4%</b>	<b>8,1%</b>	<b>9,9%</b>
<b>Jährliche Betriebskosten</b>	<b>30 €/kWp</b>	<b>30 €/kWp</b>	<b>0,015 €/kWh</b>	<b>0,030 €/kWh</b>	<b>30 €/kWp</b>	<b>30 €/kWp</b>	<b>0,025 €/kWh</b>
Jährlicher Anstieg der Betriebskosten	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Jährliche Degression Stromoutput	0,20%	0,20%	0,00%	0,00%	0,20%	0,20%	0,20%

Tabelle 1: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung.

üblichen Kapitalkosten (weighted average costs of capital - WACC) der jeweiligen Investition bestimmt und setzen sich anteilig aus Fremdkapitalzins und Eigenkapitalrendite zusammen. Großkraftwerke, die von Versorgern oder finanzstarken Investoren errichtet und betrieben werden, haben auf Grund der vom Investor geforderten, Eigenkapitalrendite höhere Kapitalkosten (WACC) als Kleinanlagen oder Anlagen mittlerer Größe, die von Privatpersonen oder beispielsweise regionalen Investoren (Stadtwerke) errichtet werden.

Ein zweiter Faktor, der die Höhe der Eigenkapitalrendite beeinflusst, ist das projektspezifische Risiko: Je höher das Ausfallrisiko ist, desto höher ist die vom Investor geforderte Eigenkapitalrendite. Um die Kapitalkosten gering zu halten ist also ein möglichst hoher Anteil an günstigem Fremdkapital wünschenswert. Dieser wird jedoch ebenfalls durch das projektspezifische Risiko begrenzt: Je höher das Ausfallrisiko ist, desto weniger Fremdkapital wird von den Banken zur Verfügung gestellt.

Bei Offshore-Windparks erachten Banken das Projektrisiko derzeit für noch so hoch, dass sie kein direktes Fremdkapital zur Verfügung stellen oder erhebliche Sicherheiten einfordern. Daher können diese Projekte bisher nur von Großunternehmen durchgeführt werden, die über die Finanzstruktur des eigenen Unternehmens indirekten Zugriff auf Fremdkapital haben oder mit ihrem Unternehmen für das Ausfallrisiko haften. Die marktüblichen Fremdkapitalzinsen liegen für regenerative Kraftwerksprojekte derzeit üblicherweise bei rund 7%. Stehen Förderkredite in ausreichender Höhe zur Verfügung, beispielsweise von der KfW-Bankengruppe, können je nach Technologie auch Zinssätze von rund 4% erzielt werden.

Zu beachten ist bei länderübergreifenden Standortvergleichen, dass sich neben den Umweltfaktoren wie Einstrahlung und Windangebot auch die Finanzierungsbedingungen verändern. Insbesondere bei regenerativen Projekten, deren Wirtschaftlichkeit maßgeblich auf staatlich geregelten Einspeisevergütungen beruht, muss das länderspezifische Risiko für einen Ausfall dieser Zahlungen, etwa durch Staatsbankrott, berücksichtigt werden. Ein weiterer Faktor ist die Verfügbarkeit von zinsgünstigen Förderkrediten. Speziell der Standort Deutschland bietet hier sehr günstige Rahmenbedingungen für die Investition in regenerative Kraftwerke. Standorte wie Spanien und insbesondere Nordafrika haben zwar wesentlich höhere solare Einstrahlungswerte, für einen realitätsnahen Vergleich der Stromgestehungskosten müssen jedoch auch die weniger vorteilhaften Finanzierungsbedingungen in Betracht gezogen werden.

## Lernkurvenmodelle

Aufbauend auf den Ergebnissen können, mit Hilfe der Marktprojektionen bis 2020 und 2030, Lernkurvenmodelle erstellt werden, die Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten ermöglichen. Das Lernkurvenkonzept stellt eine Beziehung zwischen der kumuliert produzierten Menge (Marktgröße) und den sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) eines Gutes dar. Verdoppeln sich Stückzahlen und sinken die Kosten um 20%, so spricht man von einer Lernrate von 20%. Die Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt  $t$  produzierten Menge  $x_t$ , den Kosten  $C(x_t)$  und dem Lernparameter  $b$  stellt sich folgendermaßen dar:

$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

Für die Lernrate gilt:

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

vergleiche Ferielli (2009), Wright (1936).

In Verbindung mit Marktszenarien für die kommenden 20 Jahre können den kumulierten Marktgrößen jeweils Jahreszahlen zugeordnet werden, so dass die Lernkurven zeitlich abhängig prognostiziert werden. Änderungen in den Finanzierungsbedingungen, aufgrund veränderter volkswirtschaftlicher Rahmenbedingungen, sind schwer zu prognostizieren und werden in dieser Studie daher nicht betrachtet. Dies behaftet die Prognose der Entwicklung der Stromgestehungskosten mit einer zusätzlichen, nicht-technologiespezifischen Unsicherheit. In einer Sensitivitätsanalyse können die Parameter spezifische Investition, Betriebsdauer, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Volllaststunden und Betriebskosten hinsichtlich ihres Einflusses auf die Stromgestehungskosten untersucht werden (siehe Kapitel 4).

## Untersuchte Standortbedingungen

### Einstrahlung – Volllaststunden

Wichtige weitere Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien stellen die Höhe des Stromertrages am Standort des Solarkraftwerkes (bei PV oder CSP) und die Volllaststunden, resultierend aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort (bei WEA) dar. Deshalb sollen exemplarische Standorte mit spezifischen Volllaststunden für WEA und spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung untersucht werden (siehe Tabelle 2). An typische Standorte in Deutschland treffen zwischen 1100 und 1300 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage, resultierend in einem Stromertrag von 900 und 1100 kWh/kWp. Deutlich höhere Werte verzeichnen Standorte in Südeuropa mit 1400 - 1600 kWh/kWp und Nordafrika mit bis zu 2000 kWh/kWp. Solarthermische Kraftwerke wandeln nur Direktstrahlung mittels Reflexion in einen Brennpunkt in Wärme um. Daher werden hier nur Standorte in Südspanien und Nordafrika mit einer jährlichen Direktnormalstrahlung (DNI) von 2000 und 2500 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr betrachtet.

Das Windangebot ist ebenfalls standortabhängig. Onshore-Anlagen weisen an schlechteren Standorten Volllaststunden von 1300 Stunden pro Jahr auf. Dieser Wert steigt bis auf 2700 Stunden an küstennahen Standorten. Der durchschnittliche Wert für alle in Deutschland betriebenen Onshore-Anlagen in den Jahren 2006 - 2011 lag zwischen 1500 und 1800 Volllaststunden pro Jahr.

Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 2800 Stunden pro Jahr in Küstennähe und bis zu 3600 Stunden pro Jahr an küstenferneren Standorten wie vor Großbritannien im Atlantik (EWEA 2009, IWES 2009). Auch wurden bereits Offshore-Standorte in der Nordsee mit über 4000 Volllaststunden identifiziert (Gerdes 2006).

PV-Standardmodule	Horizontale solare Einstrahlung auf PV-Modul bei optimalem Neigungswinkel	Stromerzeugung pro 1 MW
Deutschland Norden	1100 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	900 MWh/Jahr
Deutschland Mittel und Osten	1200 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	1000 MWh/Jahr
Deutschland Süden	1300 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	1100 MWh/Jahr
Südfrankreich	1700 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	1400 MWh/Jahr
Südspanien	2000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	1600 MWh/Jahr
Nordafrika	2500 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	2000 MWh/Jahr
CSP Kraftwerk 100MW	Direktnormalstrahlung für CSP	Stromerzeugung pro 1 MW
Parabolrinnen mit Speicher (Südspanien)	2000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	3300 MWh/Jahr
Parabolrinnen mit Speicher (Nordafrika)	2500 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	4050 MWh/Jahr
Fresnel (Südspanien)	2000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	1850 MWh/Jahr
Fresnel (Nordafrika)	2500 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	2267 MWh/Jahr
Solarturm mit Speicher (Südspanien)	2000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	3240 MWh/Jahr
Solarturm mit Speicher (Nordafrika)	2500 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr	3980 MWh/Jahr
Windenergieanlagen mit 2 - 5 MW	Wind-Volllaststunden	Stromerzeugung pro 1 MW
Onshore: Binnenland Deutschland	1300 Stunden/Jahr	1300 MWh/Jahr
Onshore: Küstennahe und windreiche Standorte Deutschland	2000 Stunden/Jahr	2000 MWh/Jahr
Onshore: Atlantikküste UK	2700 Stunden/Jahr	2700 MWh/Jahr
Offshore: geringe Entfernung von Küste	2800 Stunden/Jahr	2800 MWh/Jahr
Offshore: mittlere Entfernung von Küste	3200 Stunden/Jahr	3200 MWh/Jahr
Offshore: höhere Entfernung von Küste	3600 Stunden/Jahr	3600 MWh/Jahr
Offshore: sehr gute Standorte	4000 Stunden/Jahr	4000 MWh/Jahr

Tabelle 2: Jahreserträge an typischen Standorten von PV, CSP und Wind (Quelle: Fraunhofer ISE).

## 4. ERGEBNISSE

Im hier durchgeführte Technologievergleich wurden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien PV, CSP und WEA anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren Parametern ermittelt. Als Vergleichswert dient der Strompreis der BMU-Leitstudie 2011 von 0,06 - 0,07 Euro/kWh für einen rein fossilen und nuklearen Energiemix in Deutschland (BMU, 2012) sowie die in der Leitstudie angenommene Strompreisentwicklung (Abbildung 5). WEA mit durchschnittlichen Investitionen von 1400 Euro/kW weisen an Onshore-Standorten mit jährlich 2000 Volllaststunden die niedrigsten mittleren Stromgestehungskosten von 0,073 Euro/kWh auf. Die Kosten variieren in einem Bereich zwischen 0,065 Euro/kWh und 0,081 Euro/kWh, abhängig von der spezifischen Investition sowie der Anzahl der Volllaststunden (siehe Tabelle 2 und 4). Im Vergleich zu der Studie aus 2010 ergeben sich hiermit höhere Kosten, da anhand aktueller Projektdaten höhere Anlagenpreise berücksichtigt werden mussten. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA trotz höherer Volllaststundenzahl von 3200 bis 4000 im Jahr mit 0,105 Euro/kWh bis zu 0,164 Euro/kWh deutlich darüber. Auch hier ist ein Kostenanstieg zu verzeichnen, der den nach oben korrigierten Investitionssummen aktueller im Bau befindlicher Projekte geschuldet ist. Dieser Anstieg ist auch in den gestiegenen Vergütungssätzen für Offshore-WEA im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) reflektiert: Die Vergütungssätze des EEG für Onshore-WEA entsprechen diesen Werten mit 0,089 Euro/kWh für die ersten fünf Jahre und einer anschließenden Grundvergütung von 0,049 Euro/kWh. Für Offshore-WEA hat der Gesetzgeber bis 2015 eine langfristig stabile Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 2015 über eine Dauer von zwölf Betriebsjahren von 0,15 Euro/kWh festgelegt (ab 2013: 0,13 Euro/kWh mit 5% jährlicher Degression). Nicht berücksichtigt in den Stromgestehungskosten ist die erheblich aufwändigere Netzanbindung für den Stromnetzbetreiber. Im reinen Kostenvergleich von PV-Anlagen mit CSP-Kraftwerken an Standorten mit hoher Einstrahlung (2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr) haben sich seit der letzten Berechnung erhebliche Vorteile der PV gegenüber CSP bei den Stromgestehungskosten ergeben. Aufgrund eines geringeren Marktwachstums, im Vergleich zur PV, liegen die mittleren Kosten von CSP-Kraftwerken mit

integrierten Wärmespeichern (Volllaststunden bis zu 3600h) bei 0,194 Euro/kWh, während PV-Freiflächenanlagen bei gleicher Einstrahlung im Mittel Stromgestehungskosten von 0,109 Euro/kWh erreichen. An deutschen Standorten mit Einstrahlungswerten von 1300 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr (1100 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr) betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen zwischen 0,137 und 0,165 Euro/kWh (0,167 - 0,203 Euro/kWh), abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1700 Euro/kW und 2200 Euro/kW angesetzt wurden. Freiflächenanlagen erreichen bereits Werte zwischen 0,107 und 0,129 Euro/kWh (0,152 - 0,167 Euro/kWh). Damit liegen die Stromgestehungskosten von allen PV-Anlagenarten in Deutschland unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte in Höhe von 0,253 Euro/kWh in 2011 (BMWi 2012). Stromgestehungskosten hinterlegen nicht die unterschiedliche Wertigkeit der erzeugten Elektrizität. Beispielsweise sind saisonale und tagesspezifische Erzeugung der einzelnen Technologien sehr verschieden. So sind Unterschiede durch den Einsatz von Speicherkapazitäten im erzielten Marktverkaufspreis von Strom, der zu Zeiten von Höchstpreisen an der Strombörse produziert werden kann, nicht berücksichtigt. Solarthermische Kraftwerke können durch Integration thermischer Salzspeicher Energie speichern und dadurch Strom, entkoppelt von der aktuellen Wetterlage oder Tageszeit ins Netz einspeisen. Diese integrierte Speichermöglichkeit unterscheidet CSP prinzipiell von WEA und PV-Anlagen.

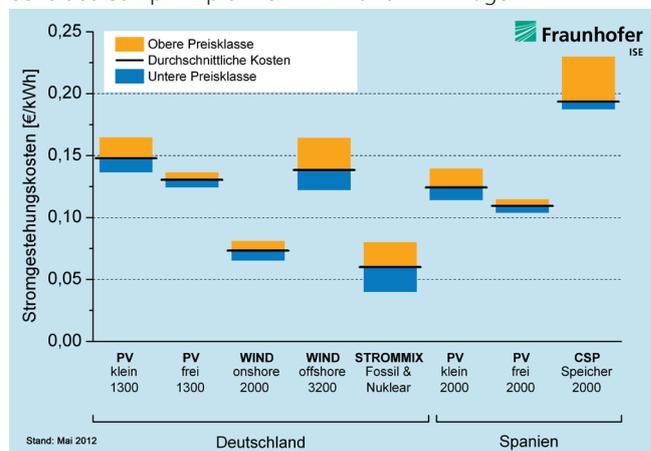


Abbildung 5: Stromgestehungskosten für PV, CSP und Wind an Standorten in Deutschland und Spanien.

## Photovoltaik

### Marktentwicklung und Prognose

Der globale PV-Markt verzeichnete im Jahr 2011 erneut hohe Zuwachsraten. Die weltweit neu installierte Leistung stieg um knapp 70% von 16,6 GWp in 2010 auf 27,7 GWp in 2011. In Deutschland wurde der Rekordzubau von 2010 (7,4 GWp) mit 7,5 GWp in 2011 leicht übertroffen. Seinen Spitzenplatz als größter Absatzmarkt hat es jedoch an Italien verloren, dort wurden 2011 9,0 GWp neu installiert. Zusätzlich trugen China, USA, Frankreich und Japan mit jeweils mehr als 1 GWp zum globalen Wachstum bei. Viele weitere Länder haben begonnen ihre Kapazität an PV-Leistung auszubauen. Der globale PV-Absatzmarkt wird nicht mehr alleine von wenigen Staaten bestimmt; auf allen Kontinenten beginnen sich schnell wachsende Absatzmärkte zu etablieren (EPIA, 2012).

Den hohen Zuwachsraten im Absatz stand Ende 2011 jedoch mit rund 50 GWp eine deutlich größere Produktionskapazität an PV-Modulen entgegen (Sarasin 2011). Gleichzeitig führten Verbesserungen von Produktionsmaterialien und Fertigungstechnologien zu einer starken Kostendegression bei der Herstellung Silicium basierter PV-Module. Überkapazitäten und Technologieentwicklungen führten zusammen mit sinkenden Einspeisevergütungen zu einem Preis- und Margendruck innerhalb der Branche, welcher einen Preisverfall der PV-Module von über 40% innerhalb des Jahres 2011 zur Folge hatte (pvXchange 2012). Diese Entwicklungen haben eine globale Konsolidierungsphase in der Solarindustrie eingeleitet. Der Konsolidierungsdruck führte zu Firmenübernahmen und -zusammenschlüssen, zudem mussten Unternehmen mit ungünstigen Kostenstrukturen Stellen abbauen oder Insolvenz anmelden. Die Marktberreinigung wird sich in 2012 so lange fortsetzen, bis die verbleibenden Modulhersteller zu den etablierten Marktpreisen wieder wirtschaftlich produzieren können. Auch der von deutschen Maschinenbauern beherrschte Markt an Produktionsequipment zur Herstellung von Silicium, Wafern, PV-Zellen und -modulen wird die Zeit der Überkapazität an Produktionsequipment überstehen müssen. Gleichzeitig werden asiatische Hersteller versuchen den Technologievorsprung der europäischen und nordamerikanischen Maschinenbauer aufzuholen, um bei wieder anziehender Nachfrage konkurrenzfähig zu sein.

Nach den hier untersuchten Studien wird der globale PV-Nachfragemarkt in den kommenden Jahren weiterhin stark wachsen. Die Marktprognose von Sarasin (2011) erwartet für die Photovoltaik ein jährliches globales Nachfragewachstum von durchschnittlich 19% auf 116 GWp neu installierte PV-Leistung im Jahr 2020. Dabei werde insbesondere die Nachfrage in sonnenreichen, außereuropäischen Märkten zunehmen und sich die PV-Nachfrage global gleichmäßiger verteilen.

Abbildung 6 zeigt die bis 2030 extrapolierten Marktprognosen von EPIA (bis 2015) und Sarasin (bis 2020). Bhandari und Stadler (2009) sind etwas zurückhaltender und prognostizieren 750 GWp installierte Leistung für das Jahr 2030.

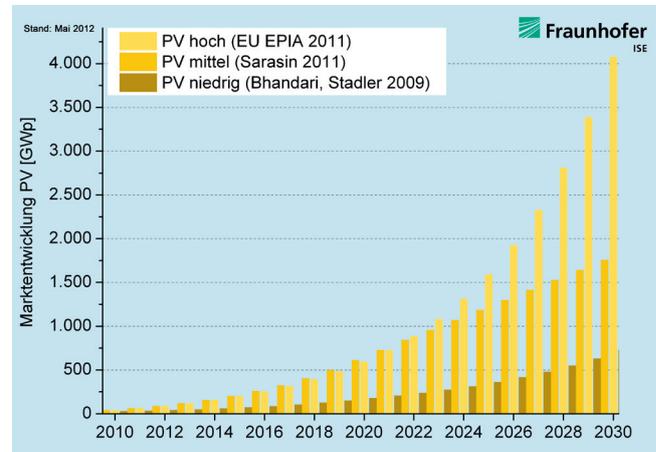


Abbildung 6: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für PV 2010-2030 nach Sarasin (2011), EPIA (2011), Bhandari (2009).

### Preis- und Kostenentwicklung

Innerhalb des Jahres 2011 sind die Großhandelspreise für kristalline PV-Module aus Deutschland um 37% von 1,71 Euro/Wp (Jan 2011) auf 1,07 Euro/Wp (Jan 2012) gefallen. Die Preise kristalliner Module aus China fielen innerhalb dieses Zeitraumes von 1,47 Euro/Wp auf 0,79 Euro/Wp, und damit um 46%. Diese Situation ist Thema einer intensiven Debatte in der internationalen PV-Industrie, da den chinesischen Herstellern, unterstützt von der chinesischen Regierung, Preisdumping vorgeworfen wird, um so eine marktbeherrschende Stellung in der Zeit nach der Konsolidierung des Marktes zu erlangen. Zusätzlich üben ebenfalls sinkende Preise von Dünnschichtmodulen (CdTe) um 46% von 1,25 Euro/Wp auf 0,68 Euro/Wp (pvXchange 2012) einen Kostendruck aus. Angesichts des enormen Preis- und Margendrucks ist anzunehmen, dass derzeit nur wenige Zell- und Modulhersteller ihre Produkte mit positiven Margen verkaufen können. Fast alle großen PV-Hersteller schrieben in Q4/2011 und Q1/2012 rote Zahlen.

Der starke Preisverfall der Solarmodule führte ebenfalls zu einer Verringerung der Preise für PV-Anlagen. Allerdings nahmen die Kosten für Wechselrichter und BOS-Anlagenkomponenten (Balance-of-System Components) wie Montagesystem und Kabel sowie für deren Installation nicht im selben Maße ab. Während 2005 der Kostenanteil der Solarmodule noch fast 75% der Systemkosten betrug, liegt dieser heutzutage bei knapp 60% und für kleine PV-Anlagen nur bei ca. 50%. Dies bedeutet zugleich, dass der Anteil Wertschöpfung am Zielmarkt zunimmt. Tatsächlich fallen gegenwärtig 50-55% der gesamten Wertschöpfung einer PV-Anlage nahe des Zielmarktes an, und somit gegenwärtig zum größten Anteil in

Deutschland und der EU (EPIA 2011).

Im Anhang sind gegenwärtige Investitionshöhen für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen dargestellt. Die Kosten für eine kleine PV-Anlage (< 10 kWp) liegen zurzeit bei ca. 1900 Euro/kWp (Mittlerer Wert). Bei größeren PV-Anlagen von über 100 kWp bzw. über 1000 kWp liegen die Kosten gegenwärtig bei ca. 1700 bzw. 1600 Euro/kWp und zum Teil auch darunter. Diese Werte enthalten sämtliche Kosten von Komponenten und Installation der PV-Anlage. Demnach sanken die Kosten für PV-Anlagen unabhängig von deren Anlagengröße seit unserer vorangegangenen Studie von Dezember 2010 um durchschnittlich 35%.

Die Werte aktueller PV-Stromgestehungskosten werden für die in Tabelle 4 im Anhang dargestellten Anlagengrößen und -kosten (mittlerer Wert) für unterschiedliche Einstrahlungswerte (laut Tabelle 2) in Abbildung 7 dargestellt. Demnach entsprechen die jährlichen Einstrahlungswerte von 1100 kWh/m<sup>2</sup> der durchschnittlichen horizontalen solaren Einstrahlung auf die Modulfläche einer optimal ausgerichteten PV-Anlage in Norddeutschland. 1300 kWh/m<sup>2</sup>/a erreichen eine PV-Anlage an einem süddeutschen Standort, 1700 kWh/m<sup>2</sup>/a Solarstrahlung treffen auf eine PV-Anlage in Südfrankreich.

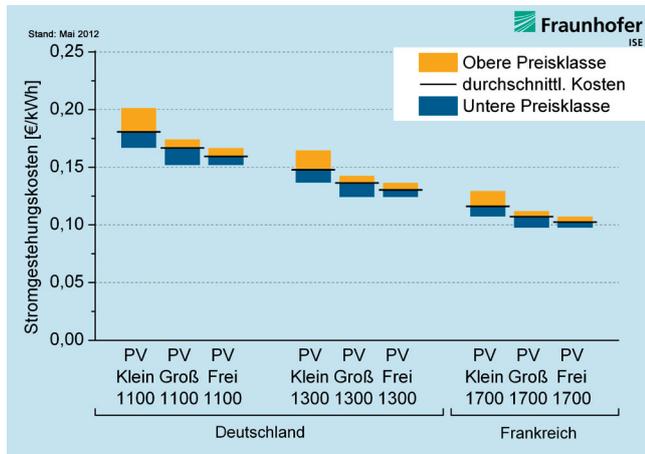


Abbildung 7: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland und Südfrankreich nach Anlagentyp und Einstrahlung bei optimalem Neigungswinkel in kWh/m<sup>2</sup>/Jahr.

Die starke Preisdegression bei den Anlageninvestitionen hat einen substantiellen Einfluss auf die Entwicklung der PV-Stromgestehungskosten. Selbst in Norddeutschland können Stromgestehungskosten von unter 0,20 Euro/kWh erreicht werden. Demnach liegen die Kosten für photovoltaisch erzeugten Strom von allen PV-Anlagenarten innerhalb ganz Deutschlands unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte in Höhe von 0,253 Euro/kWh in 2011 (BMW, 2012). An Standorten in Süddeutschland erzielen mittlerweile selbst kleine PV-Anlagen Stromgestehungskosten von unter 0,15 Euro/kWh. An Orten mit höherer jährlicher solarer Einstrahlung, wie bei-

spielsweise in Südfrankreich, liegen die PV-Stromgestehungskosten im Bereich von 0,10 bis 0,13 Euro/kWh. Aufgrund der vorangegangenen massiven Preisdegression und der aktuellen Marktlage ist innerhalb des Jahres 2012 keine erneute deutliche Verminderung der PV-Stromgestehungskosten zu erwarten. Da alle PV-Technologien aber immer noch ein deutliches Kostenreduktionspotential besitzen, ist mittel- und langfristig mit weiter sinkenden Stromgestehungskosten zu rechnen. Wir stehen damit an der Schwelle, an der es für deutsche Industrieunternehmen mit einem Verbrauch zwischen 500 MWh und 2000 MWh günstiger sein wird, selbst erzeugten PV-Strom zu verbrauchen, als Strom bei Kosten von 0,125 Euro/kWh aus dem Netz zu beziehen (BMW, 2012).

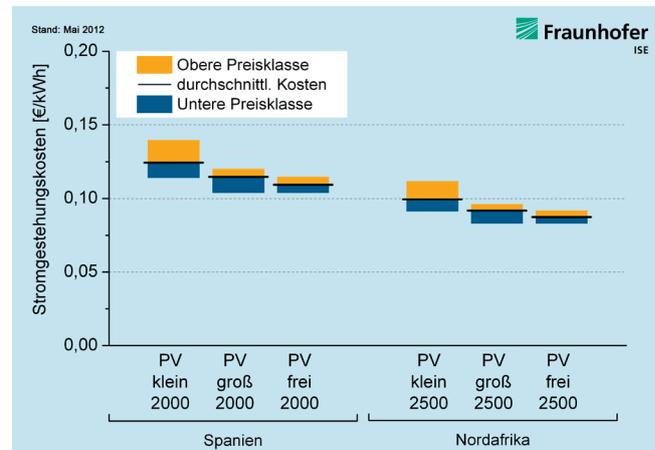


Abbildung 8: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Spanien und Nordafrika nach Anlagentyp und Einstrahlung bei optimalem Neigungswinkel in kWh/m<sup>2</sup>/Jahr.

An Standorten mit einer höheren Einstrahlung von 2000 kWh/m<sup>2</sup>/a wie in Südspanien bzw. von 2500 kWh/m<sup>2</sup>/a wie in Nordafrika sind die Stromgestehungskosten auf 0,14 bis 0,08 Euro/kWh gefallen (Abbildung 8). Die höheren Finanzierungskosten an einem Standort in Spanien oder Nordafrika erhöhen jedoch die Stromgestehungskosten, so dass der Vorteil erhöhter Einstrahlung teilweise wieder verloren geht. Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland zeigt die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 9). Dies erklärt den starken Rückgang der Stromgestehungskosten innerhalb des letzten Jahres aufgrund der gefallenen Modulpreise. Einen nicht zu vernachlässigen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben auch die Kapitalkosten der Investition (WACC). Einen geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen haben leicht veränderte Betriebskosten, da sie nur einen geringfügigen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Die Systemlebensdauer hat insofern eine starke Auswirkung auf die Kosten, als dass bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren.

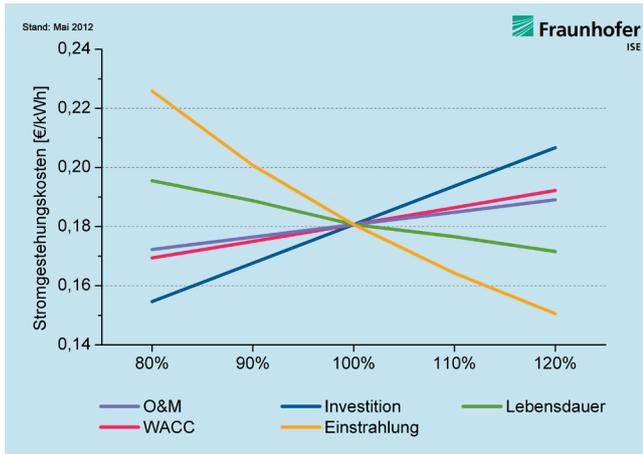


Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage bei einer Einstrahlung von 1100 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr; 100% entspricht dem Mittelwert für PVklein aus Abbildung 7.

### Solarthermische Kraftwerke

Ausgelöst durch eine attraktive staatliche Förderung in den USA und Spanien erfährt die CSP-Kraftwerkstechnologie in den letzten fünf Jahren einen neuen Aufschwung, nachdem der Bau von neun Kraftwerken in Kalifornien mit einer Gesamtkapazität von 354 MW in den Jahren zwischen 1980 und 1990 keine Wachstumseffekte entfachen konnte. Besonders die Länder mit einer sehr starken Direktnormalstrahlung (DNI) entwickeln zurzeit umfangreiche Ausbaupläne für CSP-Kraftwerksprojekte (CSP Today, 2011), oftmals in sonnenreichen Wüstengebieten. Deshalb prognostizieren Greenpeace (2009), Trieb (2009) und Sarasin (2011) ein erhebliches Marktwachstum für CSP-Kraftwerke (siehe Abbildung 10), die jedoch aufgrund ihrer technologischen Eigenschaften nur in sonnenreichen Gebieten mit einer jährlichen DNI von über 2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr effizient betrieben werden können.

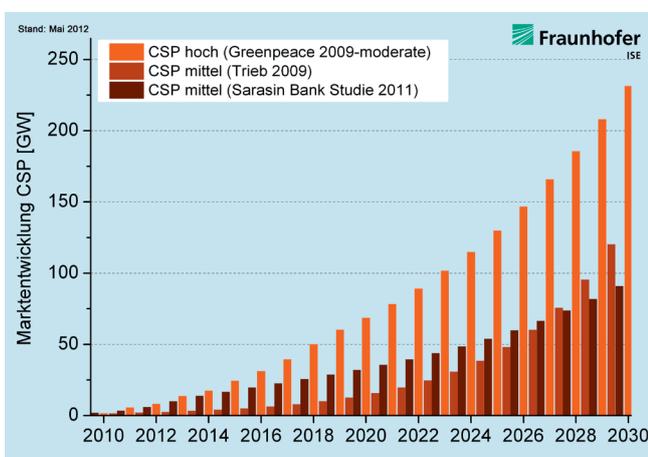


Abbildung 10: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für solarthermische Kraftwerke 2010-2030, Sarasin (2009), Trieb (2009), Greenpeace (2009).

Mitte 2012 sind weltweit CSP-Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2000 MW installiert. Der Umfang aller geplanten und sich im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte beläuft sich jedoch auf ca. 5 GW, deren Inbetriebnahme bis 2014/2015 abgeschlossen sein kann.

Die Analyse der Stromgestehungskosten für CSP-Kraftwerke stützt sich insbesondere auf die Angaben realisierter Kraftwerksprojekte der Parabolrinnen- und Turmtechnologie in Spanien und den USA, auf deren Basis die Kraftwerksparameter und Investitionsangaben von Parabolrinnenkraftwerksprojekten mit Kraftwerksleistungen von 50 MW wie beispielsweise Andasol1-3 (CSP-Kraftwerk mit Speicher von 8h) oder Shams1 mit 100 MW in Abu Dhabi. Verglichen werden diese Kraftwerksprojekte mit den Stromgestehungskosten des Solarturms Gemasolar in Spanien mit einer Kraftwerkskapazität von 20 MW und einem Speicher von 15 h. Die Größe des Speichers gibt an, wie viele Stunden ohne Sonneneinstrahlung die Turbine bei vollem Speicher mit Energie versorgt werden kann.

Aufgrund eines neuen 30 MW Fresnel-Kraftwerks in Spanien konnte erstmals ebenfalls die Fresnel-Technologie in der Analyse berücksichtigt werden. Damit können für solarthermische Kraftwerke nur Einzelprojekte als Referenz herangezogen werden. Eine breite Marktanalyse vieler Projekte ist derzeit noch nicht möglich, da sich viele Kraftwerksprojekte in der Entwicklungsphase befinden.

Die Stromgestehungskosten der analysierten CSP-Kraftwerke mit Speicher liegen bei einer DNI von 2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr zwischen 0,187 Euro/kWh und 0,230 Euro/kWh (Abbildung 11). Damit schneiden sie besser ab als Parabolrinnenkraftwerke ohne Speicher (0,265 Euro/kWh), da ein größeres Solarspiegel-feld mit kombinierten Salzspeichereinheiten für eine höhere Auslastung der Kraftwerksturbine und damit für höhere Voll-laststundenzahlen sorgt.

Im Vergleich zu Turmkraftwerken und Kraftwerken mit Fresnel-Technologie, mit je 0,230 Euro/kWh, schneiden Parabolrinnenkraftwerke ebenfalls leicht besser ab. In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung von bis zu 2 500 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr wie Nordafrika oder den Wüsten in Kalifornien können Stromgestehungskosten von 0,163 Euro/kWh erreicht werden.

Kostensenkungen sind bei der CSP-Technologie, im Vergleich zu den ersten Referenzkraftwerken, durch höhere Automatisierung, Projekterfahrung, den Einsatz verbesserter Materialien und Komponenten sowie durch weitere Großprojekte in den nächsten Jahren abzusehen (Fraunhofer und Ernst&Young, 2011).

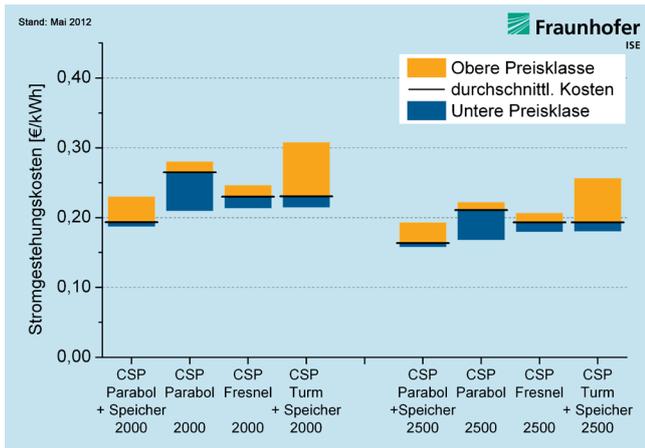


Abbildung 11: Stromgestehungskosten für CSP nach Anlagentyp und Einstrahlung (DNI in kWh/m²/Jahr).

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass um 20% geringere Investitionen im Vergleich zu den Referenzfall zu Stromgestehungskosten von 0,16 Euro/KWh führen werden (siehe Abbildung 12). Gleichzeitig hat eine höhere DNI ebenfalls sehr positive Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.

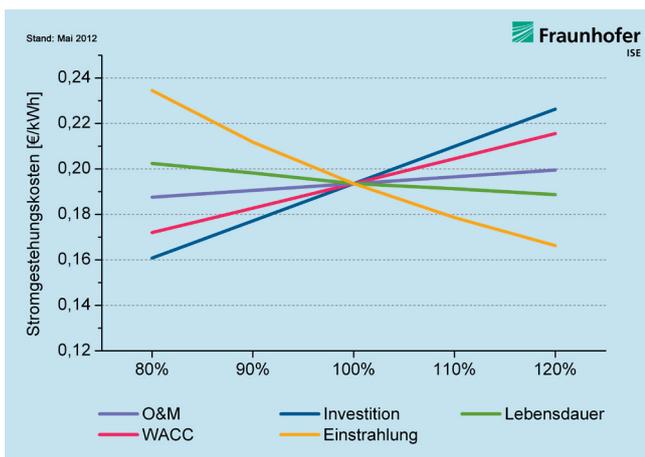


Abbildung 12: Sensitivitätsanalyse CSP (100MW mit Speicher) mit jährlicher Einstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr, 100% entspricht Mittelwert für Parabol + Speicher aus Abbildung 11.

## Windenergieanlagen

Von allen erneuerbaren Energien besitzt die Windkraft derzeit, aufgrund ihrer hohen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventioneller Stromerzeugung, weltweit die stärkste Marktpenetration. Ausgehend von Märkten wie Dänemark und Deutschland konnte in den vergangenen Jahren ein überaus starkes Wachstum in Spanien, UK, USA, China und Indien verzeichnet werden. Neben diesen Massenmärkten entwickeln sich Windprojekte und Windparks mit mehreren hundert MW in zahlreichen Industriestaaten sowie in einigen ersten Schwellen- und Entwicklungsländern (Zervos 2009).

Bis Ende 2011 stieg die Gesamtkapazität aller installierten WEA auf ein Volumen von 238 GW (GWEC 2012), wovon Off-

shore-WEA einen Anteil von 2,9 GW innehaben (EWEA 2012). Zukünftig wird jedoch ein verstärkter Ausbau von Offshore-WEA erwartet (Krohn 2009), siehe Abbildung 13.

Der Markt hat in der Vergangenheit ein kontinuierliches Wachstum von durchschnittlich 15% gezeigt und liegt damit in der jüngeren Vergangenheit unter den Steigerungsraten der Photovoltaik. Verschiedene Studien prognostizieren einen Anstieg des zukünftigen Marktvolumens (siehe Abbildung 13) auf eine Gesamtkapazität von ca. 1400 bis 2330 GW im Jahr 2030. Davon wird ein Anteil von Offshore-WEA von 54 GW bis 2020 und 218 GW bis 2030 erwartet.

Gleichzeitig erreichen die Onshore-WEA an günstigen Standorten wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien wie Kohle, Erdgas und Kernkraft. In Deutschland stellt die Windkraft 2011 einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von bis zu 7,7% dar, der zukünftig ebenfalls durch den Ausbau der Wind-Offshore-Kapazitäten stark gesteigert werden soll (BMU 2011). Bei der regenerativen Elektrizität hat die Windkraft 2011 mit 36,5% den deutlich höchsten Anteil, weit vor allen anderen erneuerbaren Energietechnologien, inne (BMU 2011).

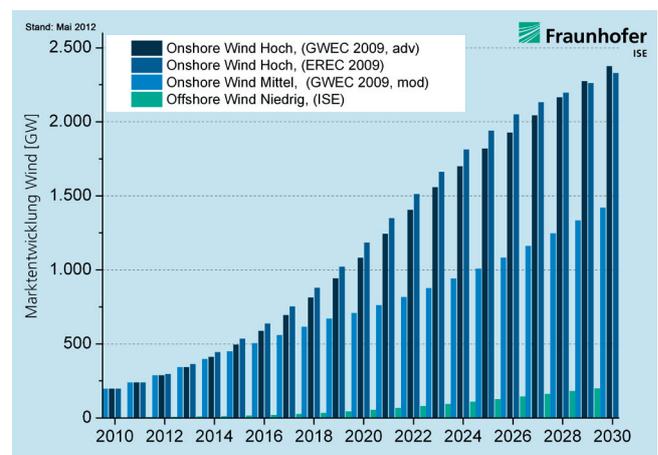


Abbildung 13: Marktpromogenen kumulierter Windkraft 2010-2030 nach GWEC (2009) und EREC (2009).

Die Stromgestehungskosten von WEA sind stark abhängig von den Standortbedingungen, sowohl in Bezug auf On- und Offshore-Anlagen als auch aufgrund der erreichbaren Volllaststunden. Wie in Abbildung 14 dargestellt, liegen die Stromgestehungskosten für Onshore-WEAs an küstennahen Standorten mit 2700 Volllaststunden bei 0,059 Euro/kWh bei einer mittleren Investition von 1400 Euro/kW. Standorte mit einem schwächeren Windangebot, erzielen Preise von 0,090 bis 0,115 Euro/kWh abhängig von den spezifischen Investitionen. Durchschnittliche Standorte mit 2000 Volllaststunden liegen mit einer Preisspanne von 0,065 bis 0,081 Euro/kWh weiterhin nur geringfügig über dem für fossile Kraftwerke angegebenen

Referenzstrompreis von 0,06 Euro/kWh. Die Anzahl der jährlichen durchschnittlichen Volllaststunden aller in Deutschland betriebenen WEA schwanken derzeit zwischen 1500 und 1800 Stunden.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-WEA auch für Standorte mit höheren Volllaststunden (bis zu 4000 Volllaststunden) höhere Stromgestehungskosten als für Onshore-WEA. Dies ist dem notwendigen Einsatz von widerstandsfähigeren, teureren Materialien, aufwändiger Verankerung im Meeresgrund, kostenintensiverer Installation und Logistik der Anlagenkomponenten sowie einem höheren Wartungsaufwand geschuldet. Zudem haben aktuell im Bau befindliche Projekte gezeigt, dass die bisherigen Kostenschätzungen für Offshore-WEA erneut nach oben korrigiert werden müssen. Jedoch ist zukünftig weiterhin aufgrund von Lerneffekten mit sinkenden Anlagenkosten zu rechnen.

Derzeit erreichen Offshore-WEA an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 0,105 bis 0,150 Euro/kWh (Abbildung 14). Diese häufig küstenfernen Standorte unterliegen jedoch dem Nachteil einer aufwändigen und teuren Netz-anbindung, sowie der Notwendigkeit der Überbrückung der größeren Meerestiefe. Standorte mit einer geringeren Volllaststundenanzahl erzielen Stromgestehungskosten von 0,122 bis 0,183 Euro/kWh. Damit liegen Offshore-WEA an allen Standorten über den Stromgestehungskosten für Onshore-WEA. Die aktuelle Installation und Verknüpfung von größeren Windparks mit Gleichstromverbindungen (z.B. OWP BARD Offshore 1, Transpower 2009) reduziert die spezifischen Kosten für einzelne Windparks und schafft gleichzeitig die Möglichkeit des verlustarmen Transports über Entfernungen von 100 bis 200 km.

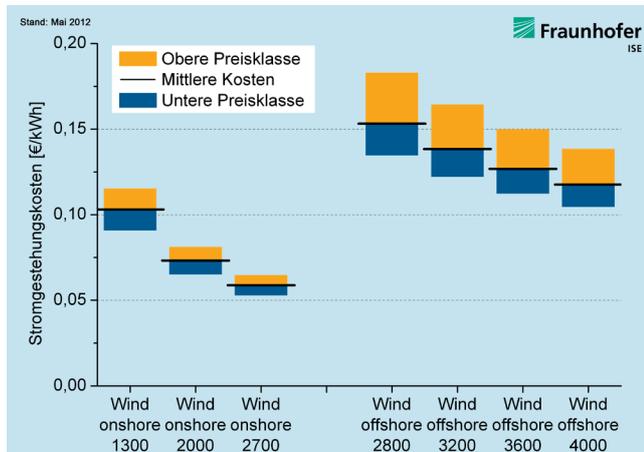


Abbildung 14: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden.

Allerdings existieren regulatorische Schwächen, die die Netz-anbindung von aktuellen Offshore-Projekten deutlich verzö-

gern. Diese technologiespezifischen Risiken führen zu höheren Kapitalkosten sowie Sicherheitsforderungen seitens der Fremdkapitalgeber, woraus höhere WACC für Offshore-Projekte im Vergleich zu Onshore-Windparks resultieren.

Der Spielraum für Kostensenkungen bei Offshore-WEA ist aufgrund der höheren Installations- und Wartungskosten begrenzt, wodurch die Erreichbarkeit eines mit Onshore-WEA vergleichbaren Niveaus derzeit schwierig erscheint. Jedoch sind zukünftige Kostensenkungseffekte durch ein verstärkt einsetzendes Marktwachstum zu erwarten, da eine umfangreiche Installation von Offshore-WEA in zahlreichen weiteren Ländern wie den Nordsee-Anrainern erst in den kommenden Jahren einsetzen wird.

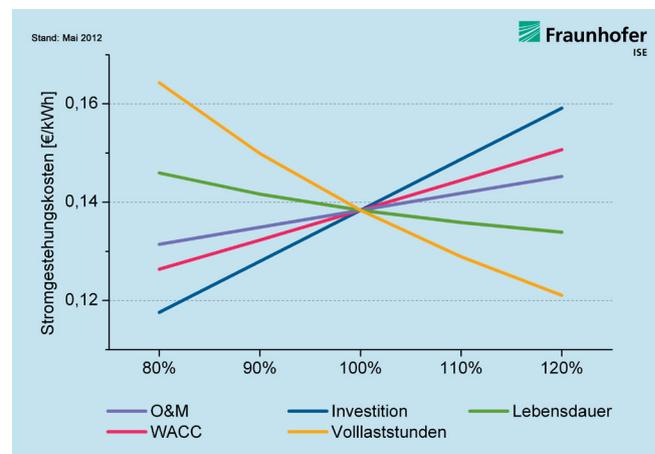


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse Offshore-WEA mit 3200 Volllaststunden, spezifische Investition von 3200 Euro/kW.

Die Sensitivitätsanalyse identifiziert Kosteneinsparungen bei der Installation der Anlagen als primäres Ziel zukünftiger Kostenreduktionspotentiale. Wie bei den bereits untersuchten Technologien PV und CSP reagiert die Sensitivitätsanalyse auf diesen Parameter am stärksten.

Der Vorteil von Offshore-Anlagen zeichnet sich durch die höhere Volllaststundenanzahl sowie durch geringere Lärmbelastung und Akzeptanz in der Bevölkerung aus, wenn Untergrenzen für die Entfernung zur Küste und Umweltschutzauflagen eingehalten werden.

## Prognose der Stromgestehungskosten bis 2020 und 2030

Für jede der betrachteten Technologien PV, CSP und WEA können Kostenprognosen anhand von historisch beobachteten Lernkurven beschrieben werden, deren zeitlicher Fortschritt auf den unterschiedlichen Marktprognosen für den Zeitraum bis 2020 und 2030 aufbaut. Für die Photovoltaik- und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine sehr konstante Lernrate bzw. Progress Ratio (PR = 1 - Lernrate) beschrieben werden (siehe Bhandari, 2009). Die Investitionen pro Watt von PV-Modulen sanken einer PR von 80% folgend. Bhandari und Stadler schlagen eine Absenkung der PR für PV-Anlagen ab dem Jahr 2015 auf 85% vor.

Im Vergleich dazu folgten die Kosten für WEA in den letzten Jahren einer PR von 97%, früher waren dies 87 - 92% (ISET, 2009). Für Offshore-WEA konnte aufgrund eines geringen Marktolumens bisher keine belastbare PR ermittelt werden. Da die aktuellen Offshore-Projekte einerseits auf die entwickelte Onshore-Technologie zurückgreifen muss und andererseits noch Offshore spezifische Entwicklungen zu erwarten sind, setzt diese Studie eine PR von 95% für Offshore-WEA an.

Aktuelle Untersuchungen des DLR unterscheiden bei CSP-Kraftwerken zwischen den einzelnen Komponenten (Solarfeld, thermischer Speicher, Powerblock) mit PRs zwischen 88% und 98% (Viebahn 2008, Trieb 2009). Die hier verwendete gemittelte PR von 92,5% bezieht sich auf das Gesamtkraftwerk. Die Sarasin-Studie von 2009 verwendet eine höhere PR für die Jahre ab 2015 (92% bzw. 96%), wohingegen die Greenpeace-Studie von einer PR mit 90% ausgeht. Diese unterschiedlichen PRs werden im Folgenden auf die variierenden Marktprognosen angewendet. Tabelle 5 (im Anhang) zeigt die für die Modellierung der zukünftigen Stromgestehungskosten verwendeten PRs für die einzelnen Technologien.

Die Modellierung der Stromgestehungskosten zeigt eine unterschiedliche Entwicklungsdynamik für die einzelnen Technologien abhängig von den oben diskutierten Parametern, Finanzierungsbedingungen (WACC), Marktreife und -entwicklung der Technologien (PR), aktuellem Investitionsvolumen (Euro/kW) und Standortbedingungen (Abbildung 16). Heute neu installierte PV-Anlagen in Deutschland können Strom für 0,18 Euro/kWh erzeugen. Bei einer jährlichen Einstrahlung von 1100 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr fallen die Kosten selbst für kleinere Aufdachanlagen in 2015 unter die Marke von 0,15 Euro/kWh. Größere Freiflächenanlagen erzeugen bei einer jährlichen Einstrahlung von 1300 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr ihren Strom schon für weniger als 0,11 Euro/kWh. Ab 2020 sinken die Stromgestehungskosten für diese beiden Anlagentypen unter den Wert von 0,13 bzw. 0,10 Euro/kWh.

Bereits ab 2022 erzeugen größere PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland Strom günstiger als der konventionelle Strommix, dessen Kosten aus der BMU-Leitstudie 2011 übernommen werden.

Onshore-WEA sind die günstigste Form der erneuerbaren Stromerzeugung mit Erzeugungskosten in Deutschland von aktuell weniger als 0,08 Euro/kWh bei 2000 Volllaststunden pro Jahr. Sie werden im betrachteten Zeitraum am günstigsten bleiben, auch wenn die Stromerzeugungskosten nur langsam auf knapp 0,07 Euro/kWh in 2030 sinken. Jedoch ist bereits 2016 von diesen Onshore-WEA Strom günstiger zu beziehen als aus dem konventionellen Strommix. Bei Offshore-WEA dagegen sind bei einer niedrigeren Progress Ratio von 95% etwas größere Kostenreduktionspotentiale vorhanden, um die Wettbewerbsfähigkeit zum konventionellen Strommix zu erreichen. Die erwartete Reduktion der Stromgestehungskosten von 0,14 Euro/kWh auf gut 0,11 Euro/kWh in 2030 wird durch das EEG mit einer jährlichen Einspeisereduktion von nur 5% ab 2015 unterstrichen. Da bei der PV die Lernrate deutlich größer ist als bei WEA, werden ab 2025 auch kleine PV-Aufdachanlagen in Norddeutschland geringere Stromgestehungskosten haben als Offshore-WEA. Bei Onshore-WEA hingegen wird mit den beschriebenen Lernkurven weiterhin die niedrigsten Stromgestehungskosten mit 0,069 Euro/kWh im Jahr 2030 möglich sein.

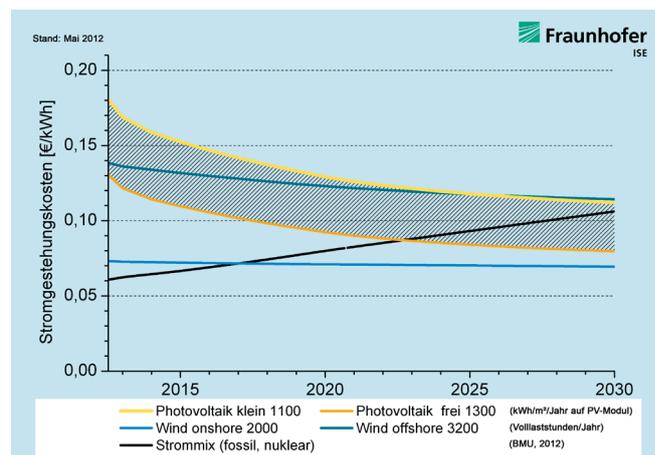


Abbildung 16: Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien des konventionellen Strommix in Deutschland bis 2030.

An Standorten mit sehr guten Einstrahlungsbedingungen (ca. 2000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr) kann die PV im Jahr 2025, bei einem Marktwachstum auf 1400 GW kumulierter installierter Leistung, ähnliche Stromgestehungskosten erreichen wie Onshore-WEA, wie in Abbildung 17 für Spanien dargestellt ist.

Solarthermische Kraftwerke erzeugen Strom mit 0,15 Euro/kWh und sind damit um etwa 0,05 Euro/kWh teurer als PV-Anlagen unter gleichen Bedingungen, bieten aber zusätzlich die Möglichkeit der Speicherung. In den kommenden fünf Jahren dürfte ein erhöhtes Marktwachstum die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerke besonders stark sinken lassen, da der Markt dann eine kritische Masse überspringt. Langfristig liegen die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken dennoch über den Kosten der anderen Technologien. Aufgrund einer schwächeren Lernrate im Vergleich zur Halbleitertechnologie PV wird der Kostenabstand zwischen beiden Technologien weiterhin größer.

Langfristig werden PV-Anlagen an strahlungsintensiven Standorten und WEA an windreichen Onshore-Standorten die niedrigsten Stromgestehungskosten generieren. Die Technologie- und Kostenentwicklungen der letzten Jahre haben die Wettbewerbsfähigkeit von WEA und PV deutlich verbessert. Insbesondere bei der PV konnten so starke Kostensenkungen realisiert werden, dass sie nicht mehr generell die teuerste erneuerbare Energietechnologie in Deutschland ist. Die in der letzten Studie (2010) präsentierten Prognosen für PV konnten, laut der Analyse der Stromgestehungskosten für das 2. Quartal 2012, durch das starke Marktwachstum und die erheblichen Preissenkungen für PV-Anlagen deutlich unterboten werden. Dies zeigt, dass die Prognose der Stromgestehungskosten mittels Lernkurven Unsicherheiten unterliegt (Ferioli 2009). Inwieweit wird die Lernkurve in Zukunft durch innovative Entwicklungen und neue Produktionstechnologien fortgesetzt oder sogar unterboten? Wie entwickeln sich die Märkte in Zukunft oder wie entwickeln sich die Finanzierungskosten in einem volks- oder weltwirtschaftlichen Umfeld? Für die Technologien werden deshalb Sensitivitätsanalysen der Lernkurven mit verschiedenen Progress Ratios vorgestellt (siehe Abbildungen 18 - 21).

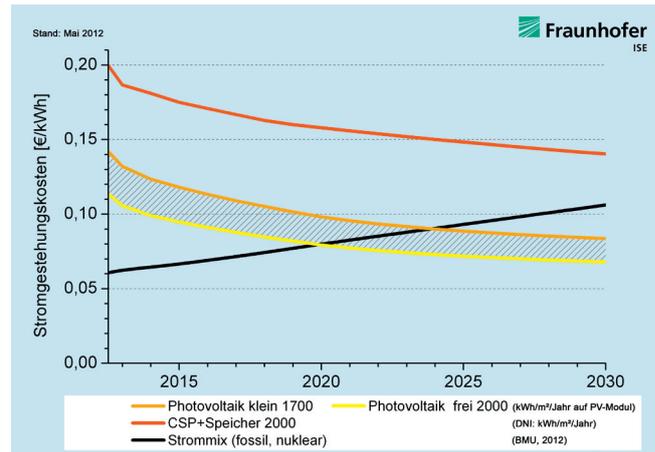


Abbildung 17: Prognose für Stromgestehungskosten für EE anhand von Lernkurven und des konventionellen Strommix in Spanien bis 2030.

## Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven

Die abschließenden fünf Schaubilder zeigen für eine unterschiedliche Kombination von Progress Ratios und Marktszenarien die Bandbreite der Stromgestehungskosten für CSP, PV und Wind. Ausgehend von heutigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen von 10 bis 20% abhängig von den verwendeten Parametern. Dies drückt die Unsicherheit aus, mit der die Kostensenkungen der jeweiligen Technologie tatsächlich in der Zukunft realisiert werden können.

Für Klein-Photovoltaik an Standorten mit Energieerträgen von 900 kWh/kWp können Stromgestehungskosten zwischen 0,14 Euro/kWh und 0,22 Euro/kWh identifiziert werden. Durch die höhere Einstrahlung an Standorten mit 2000 kWh/kWp erreichen Photovoltaik-Anlagen dort 0,06 bis 0,11 Euro/kWh.

Solarthermische Kraftwerke produzieren im Jahr 2020 nach Berechnungen mit unterschiedlichen Lernkurven Strom für 0,11 Euro/kWh bis 0,15 Euro/kWh. Für Onshore-Windenergie sind aufgrund der geringen aktuellen Stromgestehungskosten nur geringfügige zukünftige Kostensenkungen zu erwarten (0,06-0,068 Euro/kWh). Hier werden Rohstoffpreisschwankungen (wie im Jahr 2008 bei Stahl) deutlich stärkeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Offshore-WEA könnten im Jahr 2020 Stromgestehungskosten in einem Bereich zwischen 0,100 Euro/kWh und 0,115 Euro/kWh aufweisen (bei 3600 Volllaststunden pro Jahr).

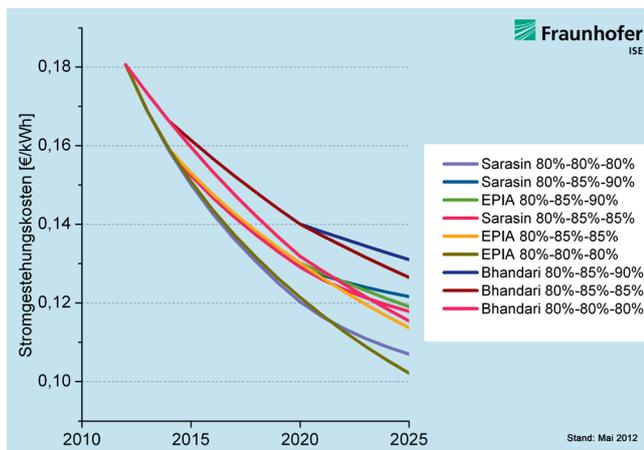


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen mittels Lernkurven.

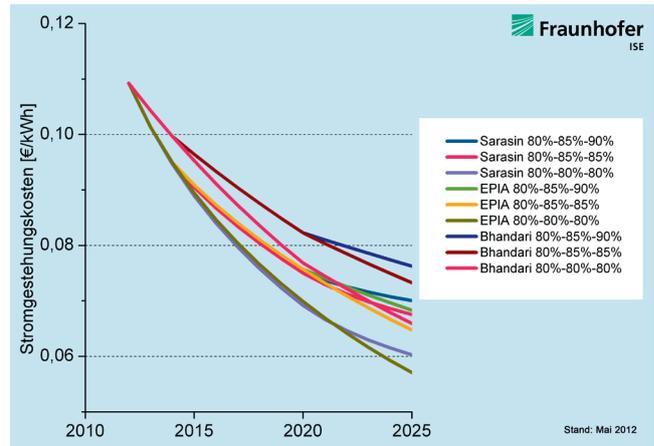


Abbildung 19: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen mittels Lernkurven.

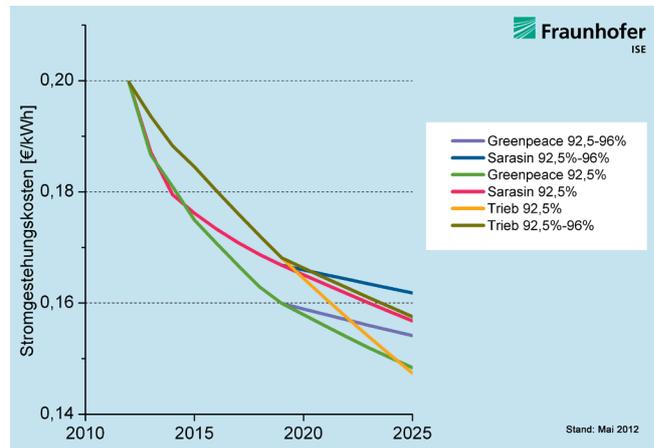


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken mittels Lernkurven.

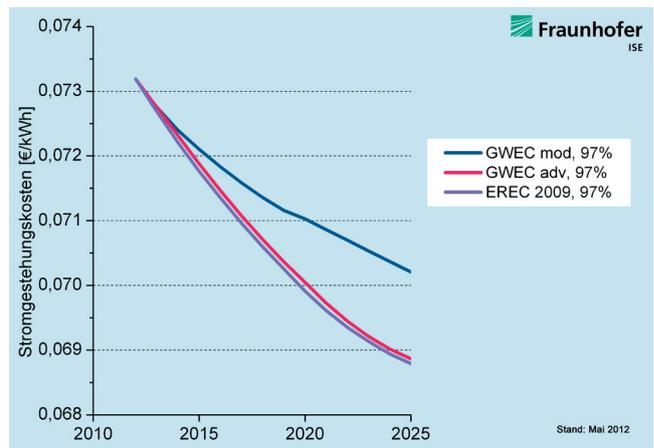


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von Onshore-WEA mittels Lernkurven.

## Technologieausblick

### Produktionstechnologien kristalliner Solarmodule

Innerhalb der letzten Jahre konnten bei der Produktion von PV-Silizium, Solarzellen und PV-Modulen große Fortschritte hinsichtlich deren Effizienz und Produktionskosten erzielt werden. Dies wurde durch den Transfer von Forschungsentwicklungen zu industriellen Fertigungsmethoden entlang der gesamten Wertschöpfungskette ermöglicht. Insbesondere deutsche Forschungsinstitute und Maschinenbauunternehmen haben entscheidend zu dieser Entwicklung beigetragen. Der Weltmarkt für PV-Produktionsequipment erreichte in 2011 ein Umsatzvolumen von 12,8 Mrd. US-Dollar (IMS Research 2011), deutsche Maschinenbauer hatten daran einen Anteil von knapp 50% (VDMA 2012). Innovative PV-Produktionstechnologien werden auch in Zukunft die Kostendegression der PV-Produktionskosten vorantreiben. Hersteller und Anlagenbauer entlang der gesamten PV-Wertschöpfungskette arbeiten daran, etablierte Produktionsverfahren und -materialien hinsichtlich deren Kosteneffizienz weiter zu verbessern. Dies beinhaltet unter anderem die Steigerung der Durchsatzraten der Fertigungsanlagen, eine Reduzierung der Bruch- und Ausfallraten sowie eine Verringerung der eingesetzten Produktionsmaterialien. Beispielsweise kann die Menge des eingesetzten Siliziums oder auch des Silbers, das heutzutage als Kontaktmaterial auf die meisten Solarzellen gedruckt wird, weiter reduziert werden. Neben der Optimierung etablierter Produktionsverfahren werden neue, kostengünstigere oder effizienzsteigernde Fertigungstechnologien aktuell eingesetzte Technologien ersetzen. Ein Ansatz ist die Verwendung alternativer Kontaktmaterialien; Kupfer hat eine vergleichbare elektrische Leitfähigkeit wie Silber, ist aber um den Faktor hundert preiswerter. Auch der Einsatz plasmaunterstützter Texturierungstechnologien könnte etablierte nasschemische Verfahren ersetzen und die Kosten für Prozessmaterialien und deren Entsorgung substantiell verringern. Ein weiteres Beispiel ist die Entwicklung sogenannter Quasi-Mono-Siliziumwafer. Diese werden mit einer weiterentwickelten Kristallisationsvariante des Verfahrens zur Herstellung von multikristallinem Wafermaterial gefertigt, welche dadurch an die hohe Qualität monokristalliner Wafer heran kommen, bei gleichzeitig geringeren Produktionskosten. Zusätzlich zur Substitution aktueller Fertigungstechnologien werden neue innovative Produktionstechnologien den Transfer von neuen Zellkonzepten vom Labor in die industrielle Produktionsumgebung ermöglichen. Hocheffiziente Solarzellenstrukturen, deren industrielle Herstellung zuvor nicht wirtschaftlich gewesen wäre, können in Zukunft mit innovativen und kostengünstigen Fertigungstechnologien einen Kostenvorteil gegenüber den etablierten Solarzellenkonzepten aufweisen. Großes Potential versprechen hierbei Lasertechnologien, die für Strukturierungs-,

Legierungs- und Verbindungsprozesse zum Einsatz kommen können und zugleich sehr geringe Produktionskosten aufweisen. Auch neue Verschaltungstechnologien der Solarzellen innerhalb der PV-Module werden eine kostengünstige Implementierung hocheffizienter Rückkontaktsolarzellen erlauben und die Effizienz der Solarmodule weiter steigern. Innovative PV-Produktionstechnologien ermöglichen die Fertigung neuer kostengünstiger Modulkonzepte und Solarzellenstrukturen und haben damit das Potential die Erzeugungskosten für photovoltaisch erzeugten Strom weiter zu senken.

### Optimierung von PV-Großkraftwerken

In den letzten Jahren zeichnet sich ein Trend zu großen PV-Kraftwerken im Multi-Megawatt Bereich ab, der sich durch die Erschließung neuer Märkte in sonnenreichen Regionen außerhalb Europas noch verstärken wird. Prinzipiell bieten solche Großprojekte Kostenvorteile gegenüber Kleinanlagen, die durch Synergieeffekte bei Planung und Einkauf, einfachere Montage und den Einsatz kosteneffizienter Zentralwechselrichter zu Stande kommen. Derzeit wird dieses Potential jedoch nicht vollständig ausgeschöpft, da sowohl die Installation als auch die Systemtechnik nicht für die speziellen Anforderungen großer PV-Kraftwerke optimiert ist. Die starke Kostendegression bei Solarmodulen, bei einem gleichzeitigen Anstieg der Preise für metallische Rohstoffe wie Kupfer, Eisen und Aluminium, führt jedoch dazu, dass insbesondere die Systemtechnik (Solarwechselrichter, Verkabelung, Transformatoren, Aufständerrung etc.) eine zunehmend wichtige Rolle für die Gesamtkosten des Kraftwerks spielt. Es wird daher an neuen Konzepten in der Systemtechnik gearbeitet, die den Anforderungen großer PV-Kraftwerke gerecht werden und das Potential haben die Zahl der Komponenten, den Materialeinsatz sowie den Installationsaufwand erheblich zu reduzieren. Ein erster Schritt ist beispielsweise die Erhöhung der DC- und AC-seitigen Spannungsniveaus, wodurch sich Einsparungen in der Verkabelung des Kraftwerks erzielen lassen. Darüber hinaus werden auch Konzepte mit wesentlich höheren Systemspannungen im Bereich der Mittelspannung untersucht, die weitreichende Konsequenzen für die gesamte Systemtechnik haben und erhebliche Einsparungen im Bereich der BOS-Kosten versprechen. Die Umsetzung dieser neuen Konzepte erfordert die enge Kooperation von Forschungseinrichtungen und Industriepartnern, die sich dadurch einen erheblichen Wettbewerbsvorteil im Bereich der PV-Großkraftwerke sichern können. Dies ist vor dem Hintergrund interessant, dass PV-Großkraftwerke durch fallende Preise für Solarmodule ohne staatliche Unterstützung an sonnenreichen Standorten in Südeuropa, den USA, Südamerika, Afrika und Asien bereits gebaut werden können und die Kosten durch die neuen Konzepte in der Systemtechnik noch weiter gesenkt werden.

## 5. ANHANG

Technologie	Studie	Marktszenarien	Ergänzende Annahmen
PV	Sarasin (2011)	2012-2015: Werte prognostiziert, bis 2020 Anstieg des Zubaus auf 116MW	Nach 2020: konstantes Marktwachstum bis 2030 mit prognostiziertem Wert aus 2020
PV	EPIA (2009)	2012-2015: Werte prognostiziert	Ab 2016: Marktwachstum von 20% bis 2030
PV	Bhandari und Stadler (2009)	Bis 2020: Marktwachstum von 20% Ab 2020: Marktwachstum von 15%	
CSP	Sarasin (2010)	2012-2020: Werte prognostiziert	Ab 2020: Konstantes Marktwachstum
CSP	Greenpeace (2009) <i>moderate</i>	2011-2015: Marktwachstum von 17% auf 27% 2015-2020: Anstieg von 27% Nach 2020: Anstieg von 7%	
CSP	Trieb (2009)	Zielwert von 15 GW in 2020 Zielwert von 150 GW in 2030	
Wind onshore	GWEC (2009) <i>moderate</i>	Zielwert von 709 GW in 2020 Zielwert von 1420 GW in 2030	
Wind onshore	GWEC (2009) <i>advanced</i>	Zielwert von 1081 GW in 2020 Zielwert von 2375 GW in 2030	
Wind onshore	EREC (2009)	Bis 2020: Marktwachstum 20% Ab 2020: Marktwachstum 7%	
Wind offshore	Fraunhofer ISE (2012), EWEA (2011), Market Research (2011)	EWEA: Prognose für EU bis 2030 Prognose (Welt) bis 2025	Zusammenführung der Prognose bis 2030

Tabelle 3: Übersicht der Marktszenarien für PV, CSP und WEA.

Investition in Euro/KW in 2012					
Technologie	Anlagen	Mittlerer Wert	Untere Grenze	Obere Grenze	Quellen
Photovoltaik	Kleinanlagen bis 10 kWp	1900	1700	2200	<i>BSW Preimonitor (2012), Fraunhofer ISE (SCost-System)</i>
	Großanlagen bis 1000 kWp	1700	1500	1800	
	Freiflächen ab 1000 kWp	1600	1500	1700	
CSP	Parabol 100 MW ohne Speicher	4700	3600	5000	<i>Nevada One, Acciona (Majadas de Tietar)</i>
	Parabol 100 MW mit 8h-Speicher	5400	5200	6600	<i>Andasol1-3 (ES)</i>
	Fresnel 100 MW ohne Speicher	3700	3400	4000	<i>PE2 power station (ES)</i>
	Turm 100 MW mit 8h-Speicher	6500	6000	9000	<i>Crescent Dunes (US), Abengoa (RSA)</i>
Wind	Onshore (1,5 – 2 MW)	1200	1000	1350	<i>EWEA (2009)</i>
	Onshore (2 – 3 MW)	1400	1200	1600	<i>Windguard (2011)</i>
	Offshore (3 – 5 MW)	3200	2700	4000	<i>EWEA (2009), Gerdes (2006), Krewitt (2009), Projekte: Borkum West 2, Baltic1</i>

Tabelle 4: Investitionen in Euro/kW bei aktuellen Kraftwerksinstallationen.

Lernkurven	2012	2015	2020	Marktprognosen
PV PR 1	80%	80%	80%	B/S (2009), Sarasin (2009), EPIA (2011)
PV PR 2	80%	85%	85%	B/S (2009), <b>Sarasin (2009)</b> , EPIA (2011)
PV PR 3	80%	85%	90%	B/S (2009), Sarasin (2009), EPIA (2011)
CSP PR 1	90%	92%	96%	Sarasin (2009), Greenpeace (2009), Trieb (2009)
CSP PR 2	92,5%	92,5%	92,5%	Sarasin (2009), <b>Greenpeace (2009)</b> , Trieb (2009)
Onshore-WEA PR 1	97%	97%	97%	<b>GWEC (2009)</b> moderate und advanced, EREC (2009)
Offshore-WEA PR 1	97%	97%	97%	GWEC (2009) moderate und advanced, EREC (2009)
Offshore-WEA PR 2	95%	95%	95%	<b>GWEC (2009)</b> moderate und advanced, EREC (2009)

Tabelle 5: Progress Ratio für Lernkurvenmodellierung (markierte Werte wurden in Abbildung 2 und 3 sowie 16 und 17 benutzt).

## 6. REFERENZEN

Albrecht, Johan (2007), The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective, *Energy Policy* 35 (2007) 2296–2304.

Bhandari, Ramchandra and Stadler, Ingo (2009), Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves, *Solar Energy* 83 (2009) 1634–1644.

BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Verfasser: D. Böhme, W. Dürrschmidt, M. van Mark, [http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/datenservice/ee\\_in\\_zahlen/doc/2720.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/ee_in_zahlen/doc/2720.php).

BMU (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studien im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bearbeiter: J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus (alle DLR), N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert (alle IWES), B. Wenzel (IFNE), 29. März 2012.

BMWi (2012), Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Aktualisierung vom 25.01.2012: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>.

CSP Today (2011), CSP World plant locations, Datenbank zu CSP-Projekten, <http://www.trec-uk.org.uk/images/CSPTodayWorldMap2011.pdf>.

EPIA (2012), Market Report 2011, Januar 2012 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite: <http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>.

EPIA (2011), Global market outlook for photovoltaics until 2015, Mai 2011 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite: <http://www.epia.org/publications/epiapublications/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2015.html>.

EREC (2009), Renewable Energy Scenario to 2040, Half of the Global Energy Supply from Renewables in 2040, Studie des European Renewable Energy Council (EREC), <http://www.censolar.es/erec2040.pdf>.

EWEA (2012), Wind in power, 2011 European statistics, Studie der European Wind Energy Association, Verf.: J. Wilkes, J. Moccia, M. Dragan.

Fraunhofer and Ernst&Young (2011), MENA Assessment: Local Manufacturing of CSP projects in MENA region, report for the World Bank, 2011.

Ferieli, F. (2009), Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis, *Energy Policy*, Volume 37, Issue 7, July 2009, 2525-2535.

Gerdes, Gerhard and Tiedemann, Albrecht (2006), Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms (Final Report).

Greenpeace (2009), Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot, Publikation: <http://www.solarpaces.org/Library/docs/concentrating-solar-power-2009.pdf>.

- GWEC (2009), Global Wind Energy Outlook 2008, Studie des Global Wind Energy Council, Verfasser: A.Yervos, S.Teske, S. Sawyer.
- GWEC (2012), Global Wind Statistics 2011, Statistik des Global Wind Energy Council, Verfasser: L. Fried.
- IMS Research (2011), PV Manufacturing Equipment Revenues to More Than Halve in 2012 According to IMS Research, Online Press Release 10. November 2011, [http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr\\_id=2398](http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr_id=2398).
- ISET (2009), Windenergie Report Deutschland 2008, erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Deutscher Windmonitor“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- IWES (2009), Windenergie Report, Deutschland 2009 – Offshore, Studie erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens »Monitoring der Offshore-Windenergienutzung – Offshore WMWP«.
- Konstantin, Panos (2009), Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.
- Kost, C. und Schlegl, T. (2010), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, Dezember 2010, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1955270.pdf>
- Krohn, S. (2009), The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association (EWEA).
- Neij, L. (2008), Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments, Energy Policy 36 (2008) 2200– 2211.
- Prässler, T., Schaechtele, J. (2012), Comparison of the financial attractiveness among prospective offshore wind parks in selected European countries, Energy Policy 45 (2012) 86–101.
- pvXchange (2012), Großhandelsplattform Photovoltaik, Datenbank, <http://www.pvxchange.com/de/index.php/index.html>.
- REN21 (2011), Renewable Global Status Report 2011, [http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21\\_GSR2011.pdf](http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf).
- Sarasin (2011), Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze, Studie der Sarasin Bank.
- Transpower (2009), Stand der Netzanbindung der Offshore- Windparks in der deutschen Nordsee, »offshore talks by windcomm«, Büsum, 11. August 2009, [http://www.windcomm.de/Downloads/offshore\\_talks\\_by\\_windcomm/Meyerjuergens\\_offshore\\_talks.pdf](http://www.windcomm.de/Downloads/offshore_talks_by_windcomm/Meyerjuergens_offshore_talks.pdf).
- Trieb (2009), Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe Potential, Infrastructure and Cost 2009, Report prepared in the frame of the EU project »Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security (REACCESS)« carried out under the 7th Framework Programme (FP7) of the European Commission .
- VDMA (2012), Umsatzerwartung für 2011 trotz Rückgang der Auftragseingänge bestätigt, Pressemeldung VDMA Branche Photovoltaik-Produktionsmittel, 13. Januar 2012, [http://www.vdma.org/wps/portal/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV\\_20120112\\_Eg\\_Art\\_PI\\_QuartalsstatistikQ32011\\_de?WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/wps/wcm/connect/vdma/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV\\_20120112\\_Eg\\_Art\\_PI\\_QuartalsstatistikQ32011\\_de](http://www.vdma.org/wps/portal/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_PI_QuartalsstatistikQ32011_de?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/wps/wcm/connect/vdma/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_PI_QuartalsstatistikQ32011_de).
- Viebahn, P., Krohshage, S., Trieb, F. (2008), Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants, Deliverable n° 12.2 – RS Ia, NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability.
- Wright, T. P., (1936), Factors Affecting the Cost of Airplanes. Journal of Aeronautical Sciences, Vol. 3 (1936), pp. 122-128.
- Zervos, Arthouros and Kjaer, Christian (2009), Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 2009 update.

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

**Ansprechpartner:**

*Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost*  
*christoph.kost@ise.fraunhofer.de*

**Leiter Renewable Energy Innovation Policy RENIP:**

*Dr. Thomas Schlegl*

**Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE**

*Heidenhofstraße 2*  
*79110 Freiburg*  
*www.ise.fraunhofer.de*

**Institutsleiter:**

*Prof. Dr. Eicke R. Weber*