

**STUDIE
STROMGESTEHUNGSKOSTEN
ERNEUERBARE ENERGIE**



**STUDIE
STROMGESTEHUNGSKOSTEN
ERNEUERBARE ENERGIEN**

DEZEMBER 2010

CHRISTOPH KOST

DR. THOMAS SCHLEGL

RENEWABLE ENERGY POLICY INNOVATION

FRAUNHOFER ISE

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	2
1. Ziel dieser Untersuchung	4
2. Markt für erneuerbare Energien	5
3. Berechnung von Stromgestehungskosten	7
Vorgehen	7
Technologie- und Finanzierungsparameter	8
Untersuchte Standortbedingungen	9
4. Ergebnisse	10
Aktuelle Stromgestehungskosten für Anfang 2010	10
Photovoltaik	11
Solarthermische Kraftwerke	12
Windenergieanlagen	13
Prognose bis 2020 und 2030	15
Technologieausblick: Konzentrierende Photovoltaik	17
5. Referenzen	18
6. Anhang	21

Ansprechpartner:
Christoph Kost

*Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
christoph.kost@ise.fraunhofer.de
www.ise.fraunhofer.de*

Institutsleiter:
Prof. Dr. Eicke R. Weber

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie analysiert die aktuellen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energietechnologien mit technologiespezifischen Systemauslegungen und Anlagenpreisen im dritten Quartal 2010. Die Analyse ermöglicht einen Vergleich zwischen den verschiedenen Erzeugungstechnologien basierend auf den aktuellen Stromgestehungskosten. Gleichzeitig wird zukünftiges Kostenverhalten durch eine Modellierung des Marktwachstums und Lernkurven prognostiziert. So können Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien mit den berechneten Stromgestehungskosten auf Basis von vergleichbaren Inputparametern und aktuell recherchierten spezifischen Investitionen (Euro/kWh) getroffen werden. Außerdem lassen sich Rückschlüsse auf aktuelle und zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen sowie auf die sinnvolle Entwicklung und Anpassung von Einspeisetarifen für erneuerbare Energien ziehen.

Folgende Stromerzeugungstechnologien werden in ihrer jeweiligen technologiespezifischen Größenauslegung bezüglich der aktuellen Höhe ihrer Stromgestehungskosten untersucht und bewertet:

- **Photovoltaikanlagen – kristallines Silizium**
Kleinanlagen bis 10 kWp - *PVKlein*
Großanlagen bis 100 kWp - *PVGroß*
Freiflächenanlagen größer 100 kWp - *PVFrei*
- **Solarthermische Großkraftwerke**
Parabolrinnenkraftwerke mit und ohne integriertem Wärmespeicher mit 50 - 200 MW - *CSP*
Turmkraftwerke mit 10 - 30 MW - *Turm*
- **Windenergieanlagen (WEA)**
Onshore (1 - 2 MW)
Offshore (3 - 5 MW)
- **Technologieausblick: Konzentrierende Photovoltaik**

Die Ergebnisse der Analyse von aktuellen durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Neuanlagen dieser erneuerbaren Energien sind im Vergleich zu konventioneller, fossiler Stromerzeugung im zweiten Halbjahr 2010 kurz zusammengefasst (siehe Abbildung 1):

1. An Standorten mit einer Globalstrahlung von 1100 kWh/m²/Jahr belaufen sich die Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen zwischen 0,30 Euro/kWh und 0,34 Euro/kWh. Abhängig von Struktur und Größe der Anlage sowie Standort (Einstrahlung) der Anlage reichen die Stromgestehungskosten von aktuellen PV-Anlagen bis zu 0,18 Euro/kWh für PV-Freiflächenanlagen bei einer Globalstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr.
2. Der Vergleich von Photovoltaik-Anlagen (*PVGroß*) mit solarthermischen Kraftwerken zeigt aktuell ähnliche Stromgestehungskosten (*PVGroß*: 0,18 Euro/kWh; *CSP*: 0,19 Euro/kWh) an Standorten mit einer jährlichen Einstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr.
3. Die Parität von Endkundenstrompreis und PV-Stromgestehungskosten (sog. »Grid Parity«) ist in Regionen mit sehr hoher Einstrahlung und hohem allgemeinem Endkundenstrompreis (z.B. Südtalien) heute bereits gegeben (siehe 0,18 Euro/kWh von *PVGroß*).
4. Die Wettbewerbsfähigkeit von Windenergieanlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken wird an guten Windstandorten schon heute erreicht. Die Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen liegen heute zwischen 0,06 und 0,08 Euro/kWh im Bereich der konventionellen Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle, Kernkraft).
5. Offshore-Windenergieanlagen verzeichnen trotz höherer Volllaststunden, bei 3600 Stunden jährlich, deutlich höhere Stromgestehungskosten (zwischen 0,10 und 0,14 Euro/kWh) als Onshore-Anlagen aufgrund ihrer höheren Betriebskosten und teureren Installation an Meeresstandorten.

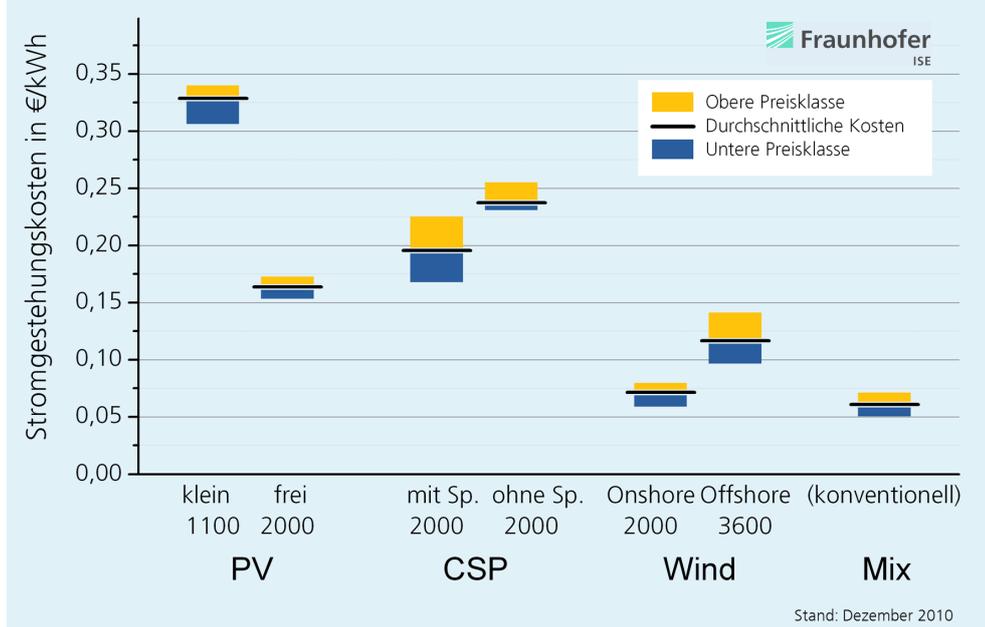


Abbildung 1: Vergleich der Stromgestehungskosten (2010) für PV, CSP und WEA. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei den Solartechnologien auf die jährliche Einstrahlung am Kraftwerksstandort, bei Windkraft auf die jährliche Volllaststundenanzahl.

Für die Marktprognose von erneuerbaren Energietechnologien (PV, CSP, Wind) werden jeweils drei globale Marktszenarien aus der Literatur für die Jahre 2010 bis 2030 untersucht und dargestellt. Mit Hilfe dieser Referenzszenarien werden die zukünftigen Markt- und Kostenentwicklung der jeweiligen Technologie unter Berücksichtigung von weiteren Kostensenkungen vorhergesagt.

Die Kostensenkungen können über die gesamte Wertschöpfungskette (in der Produktion von Anlagenkomponenten und beim Bau bzw. Installation der Anlagen) sowie durch Wirkungsgradsteigerung bei der Stromerzeugung erreicht werden. Die Prognose der Stromgestehungskosten geschieht auf Basis von Lernkurvenberechnung für die einzelnen untersuchten Technologien.

Damit ergeben sich folgende Ergebnisse für die zukünftige Markt- und Kostenentwicklung der erneuerbaren Energietechnologien PV, CSP und Wind (siehe Abbildung 2):

1. Unter der Voraussetzung von zukünftig gleichbleibend hohen Lernraten von PV-Systemen und PV-Modulen (15-20%, bzw. Progress Ratio: 80-85%) sinken die Stromgestehungskosten von zukünftigen Anlagen im Vergleich zu solarthermischen Kraftwerken und WEA überproportional deutlich.
2. Bis 2030 können Offshore-WEA, PV-Kleinanlagen (in Deutschland) und solarthermische Kraftwerke (in Spanien) ähnliche Kostenniveaus wie konventionelle, fossile Kraftwerke erreichen (Anstieg von Stromgestehungskosten für fossilen Stromerzeugungsmix auf 0,10 Euro/kWh nach Angaben des BMU-Leitszenarios, siehe Nitsch, J. (2009)).
3. Ab dem Jahr 2020 können PV-Großanlagen (in Gegenden

mit hoher Einstrahlung wie z.B. Südtalien oder Südspanien unter Berücksichtigung von kontinuierlichen Kostensenkungen) Strom zu durchschnittlichen Stromgestehungskosten von ca. 0,072 Euro/kWh bei Neuanlagen produzieren.

4. Die Bewertung der Grundlastfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken durch den Einsatz von thermischen Speichern wird in dieser Studie nicht durchgeführt; für die langfristige Technologiebewertung sind diese Vorteile jedoch zu betonen. Die Vorteile von höheren Volllaststunden von Windkraftanlagen, insbesondere von Offshore Anlagen werden ebenfalls in den Stromgestehungskosten nicht direkt abgebildet.

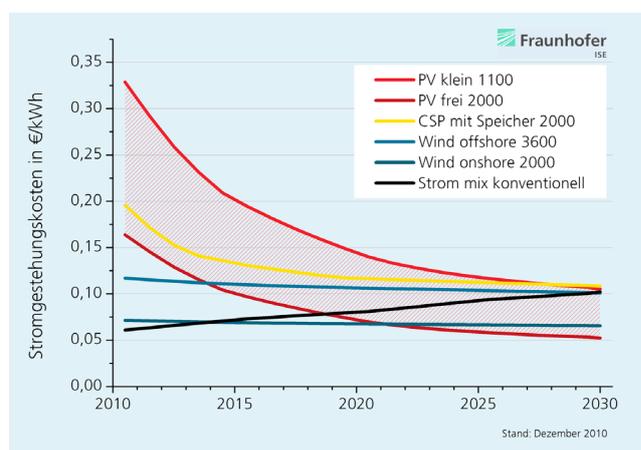


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien bis 2030.

1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Die Stromgestehungskosten aller erneuerbaren Energien sinken seit vielen Jahren durch technologische Innovationen wie den Einsatz billigerer oder leistungsfähigerer Materialien, reduziertem Materialverbrauch, effizientere Produktionsprozesse, Steigerung von Wirkungsgraden sowie einer immer stärkeren Massenproduktion aufgrund eines weltweit starken Marktwachstums.

Das Vorgehen dieser Studie und die zentralen Ziele der Analyse von aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten setzen sich wie folgt zusammen.

1. Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung der erneuerbaren Energietechnologien Photovoltaik (PV), solarthermische Kraftwerke (CSP) und Windenergieanlagen mit Marktszenarien aus der Literatur
2. Detaillierung und ökonomische Modellierung der Stromgestehungskosten (Stand 3. Quartal 2010) innerhalb der Technologien für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen wie Einstrahlung und Windangebot
3. Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
4. Prognose der zukünftigen Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien bis 2020 und 2030 anhand von verschiedenen Marktszenarien und Lernkurvenmodellen

Um vergleichbare Ergebnisse für die einzelnen Technologien zu erhalten, ist die Anwendung einheitlicher Inputparameter und standardisierter Wirtschaftlichkeitsberechnungen notwendig. Deshalb findet eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung von Neuanlagen auf Basis von ermittelten Marktpreisen für Investitionen in Euro pro installierte Leistung (mit oberen und unteren Preisklassen) statt. So kann gewährleistet werden, dass eine faire Bewertung der Ergebnisse für die Stromgestehungskosten erfolgt. 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 von Volllaststunden, dezentrale Stromerzeugung und tageszeitabhängige 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 Kraftwerksdaten und Literaturwerten
- **Standortbedingungen**
Strahlungs- und Windangebot an typischen Standorten in Europa
- **Betriebskosten**
während der Nutzungszeit der Anlage
- **Lebensdauer der Anlage**
- **Einheitliche Finanzierungsbedingungen**
Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, vergleichbare Renditen und Laufzeiten

2. MARKT FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

In den letzten zehn Jahren verzeichnete der weltweite Markt für erneuerbare Energien ein sehr starkes Marktwachstum (siehe Abbildung 3), wesentlich unterstützt durch Marktanreizprogramme und einem Ausbau der staatlichen Förderungen für erneuerbare Energien. Die Verbesserung der regulatorischen Förderbedingungen in zahlreichen Staaten weltweit durch die Schaffung von rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderprogrammen (Einspeisetarife, Quotenregelungen, Zertifikatehandel) schuf ein stabiles Investitionsklima für erneuerbare Energien. Der Gesetzgeber in diesen Staaten reagierte damit auf die absehbare Ressourcenknappheit von fossilen Energieträgern sowie die Klimaproblematik.

Auf dem Markt der Technologien für erneuerbare Energien führten die Investitionen und das Marktwachstum zu Innovationen durch den Einsatz neuer Technologien und verbesserter Anlagenperformance mit höheren Systemwirkungsgraden. Dies ließ sowohl die Systemkosten der Anlagen als auch die Kosten während des Anlagenbetriebes sinken. Dadurch fielen gleichzeitig die Stromgestehungskosten aller hier analysierten Technologien. Mit dem weltweiten Ausbau der Kraftwerkskapazitäten von erneuerbaren Energien auf eine installierte Gesamtleistung von 305 GW (ohne Wasserkraft-Großkraftwerke) bis Ende 2009 (REN21 2010) und jährlichen Investitionen in neue Anlagen von bis zu 150 Mrd. US\$ in 2009 lässt sich diese Entwicklung zu einem leistungsfähigen Markt für erneuerbare Energien auch in Zahlen ausdrücken.

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen entwickeln sich die einzelnen Märkte jedoch sehr unterschiedlich. Der Markt für Windenergieanlagen konnte frühzeitig wettbewerbsfähige Marktpreise zu anderen Erzeugungstechnologien erreichen und hat nun in zahlreichen Ländern Absatzmärkte gefunden (mit über 150 GW installierter Leistung).

Der Photovoltaikmarkt entwickelt sich momentan von einem Verkäufer- zu einem Käufermarkt, da Produktionskapazitäten seit 2008 stark anwuchsen, wodurch ein hoher Wettbewerb

innerhalb der Photovoltaik-Industrie entstanden ist. Weltweit wurde so die Marke von 20 GW installierter Leistung gebrochen.

In sonnenreichen Gebieten wurden solarthermische Kraftwerke nach ersten Anlageninstallationen in den 80er Jahren in den USA ebenfalls in einigen Ländern wieder entdeckt, so dass inzwischen 800 MW installiert sind.

Durch den Wettbewerb um Fördergelder hat sich zwischen den einzelnen Technologien eine Debatte um die Höhe der jeweiligen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien entwickelt. Dies erhöhte den Kostendruck wiederum auf die Hersteller und Produzenten der Anlagen.

Die vorliegende Studie untersucht die drei erneuerbaren Energietechnologien Photovoltaik, solarthermische Großkraftwerke sowie On- und Offshore-Windenergieanlagen aufgrund ihrer weltweiten hohen Wachstumspotentiale und gibt einen Kurzüberblick zur konzentrierenden Photovoltaik.

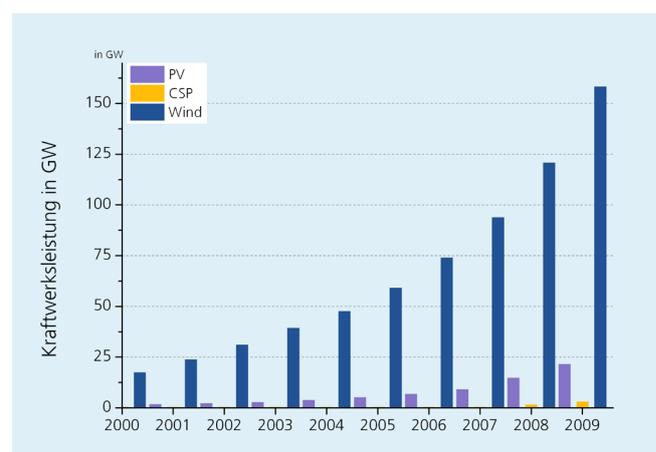


Abbildung 3: Globale installierte Kapazität 2000-2009 nach GWEC 2009, Sarasin 2009.

Wachsende Märkte und zukünftige Wachstumschancen der erneuerbaren Energien haben einen erheblichen Einfluss auf den Ausbau von Produktionskapazitäten und auf die Weiterentwicklung von Produktions- und Herstellungsverfahren, sowie auf Investitionen und Forschungsvorhaben. Um die Stromgestehungskosten der untersuchten Technologien bis 2020 und 2030 prognostizieren zu können, werden in dieser Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen benutzt. So konnten besonders für die Windtechnologie und Silizium-Photovoltaik in den letzten 20 Jahren sehr stabile Lernkurven beobachtet werden (Albrecht 2007, Neij 2008). In den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien zu Grunde gelegt, die aus modellierten Referenzszenarien verschiedener Autoren entnommen sind (Tabelle 1).

Der Vergleich technologiespezifischer Marktszenarien ermittelt für jede Technologie einen 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 und der nutzbaren Volllaststunden (unter Berücksichtigung der Integration von Speichermöglichkeiten) sowie dem regulatorischen Marktumfeld abhängig ist. Die hier vorgestellten Entwicklungen der Stromgestehungskosten sind daher potenzielle Entwicklungspfade.

Technologie	Studie	Marktszenarien in der Studie	Ergänzende Annahmen
PV	Sarasin 2009	2010-2012: Werte prognostiziert, bis 2020 durchschnittliches Wachstum des Zubaus von 30%	Nach 2020: konstantes Marktwachstum bis 2030 mit prognostiziertem Wert aus 2020
PV	EPIA 2009	2010-2013: Werte prognostiziert	ab 2014: absinkendes Marktwachstum von 30% auf 20% in 2020
PV	Bhandari Stadler 2009	Bis 2020: Marktwachstum von 20% Ab 2020: Marktwachstum von 15%	
CSP	Sarasin 2009	2010-2020: Werte prognostiziert	
CSP	Greenpeace 2009 (moderate)	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	GWEC 2009 (moderate)	Zielwert von 709 GW in 2020 Zielwert von 1420 GW in 2030	
Wind	GWEC 2009 (advanced)	Zielwert von 1081 GW in 2020 Zielwert von 2375 GW in 2030	
Wind	EREC 2009	Bis 2020: Marktwachstum 20% Ab 2020: Marktwachstum 7%	

Tabelle 1: Quellenübersicht der Marktszenarien für PV, CSP und Wind.

3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Vorgehen

Die Berechnung von durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Neuanlagen erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für die Investition und 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 (LCOE – Levelized Costs of Electricity) 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: Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Euro/kWh
 I_0 : Investitionsausgaben
 A_t : Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t
 M_{el} : Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh/Jahr
 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 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.

Für die jährlichen Gesamtkosten gilt:

$$\begin{aligned} \text{Jährliche Gesamtkosten} = & \\ & \text{Fixe Betriebskosten} \\ & + \text{variable Betriebskosten} \\ & (+ \text{Restwert/Entsorgung der Anlage}) \end{aligned}$$

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

Bei Photovoltaikanlagen wurde ein Austausch des Wechselrichters nicht mehr berücksichtigt. Restwert und Kosten für den Rückbau bzw. Abriss der Anlage werden als sich ausgleichende Maßnahmen betrachtet und deswegen in dieser Berechnung vernachlässigt (Annahme bei PV: Restwert 10% der Investition).

Technologie- und Finanzierungsparameter

Eine Tabelle mit expliziten Investitionshöhen im Anhang beschreibt die Investitionen in Euro/kW aus Quellenangaben und Marktrecherche von aktuellen Kraftwerksinstallationen der betrachteten Technologien PV, CSP und Wind. Innerhalb der Technologien können Systemkosten abhängig von Kraftwerksgrößen und Bauweise des Kraftwerkes identifiziert werden. Für alle Technologien werden auf Grundlage der Datenrecherche ein Kostenmittelwert und Ober- bzw. Untergrenzen ermittelt, zwischen denen die marktüblichen Kosten für Bau und Installation der Anlagen sowie die Betriebskosten variieren.

Im Bereich **Photovoltaik** können anhand der Anlagengröße Durchschnittswerte und obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von Kleinanlagen bis 10 KWp, Großanlagen bis 100 KWp und Freiflächen angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt im Jahr 2010 berechnet werden.

Für **solarthermische Kraftwerke** findet eine Einteilung in Parabolrinnenkraftwerke mit und ohne thermischen Speicher ($1010 \text{ MWh}_{\text{th}}$) bis zu einer Größe von 50 MW statt (Zahlen basierend auf der Vielzahl von spanischen Projekten mit einer typischen Anlagengröße von 50 MW). Darüber hinaus können vor allem für geplante Projekte in den USA und Abu Dhabi (Masdar) Preise für Großkraftwerke (Parabolrinnentechnologie) über 100 MW (ohne Speicher) angegeben werden. Die Unterscheidung in eine vierte Anlagenart wird abgeschlossen mit der Modellierung von drei Turmkraftwerken (PS10, PS20 und Solar Tres), deren Kostenprojektionen ebenfalls beispielhaft aufgenommen werden.

Angaben der Referenzkraftwerke wie standortspezifische Einstrahlung, Anteil des eingesetzten Erdgases für den Hybridbetrieb und anlagenspezifischer Output dienen als Berechnungsgrundlage der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken.

Für alle Technologien ergeben sich Basisinputparameter für die Betriebsdauer, der Anteil und die Rendite der Finanzierungsinstrumente (Fremdkapital bzw. Eigenkapital).

Daten über aktuelle **Windenergieanlagen** sowohl für Offshore- und Onshore-Anlagen basieren auf Daten von Fraunhofer IWES (2009), EWEA (2009), DLR (2009) und Gerdes (2006). In diesen Studien können ebenfalls Mittelwert bzw. untere und obere Grenzen für die Anlageninvestitionen pro installierte Leistung (in KW) gefunden werden (siehe: Anhang, Tabelle 4).

Basisgrößen			
Annahmen			
Inputparameter	PV	CSP	Wind
Betriebsdauer	20 Jahre	25 Jahre	20 Jahre
Eigenkapital-Anteil	30,0%	30,0%	30,0%
Fremdkapital-Anteil	70,0%	70,0%	70,0%
Eigenkapital-Rendite	10,0%	10,0%	10,0%
Fremdkapital-Zins	5,0%	5,0%	5,0%
WACC (Weighted Average Cost of Capital)	6,5%	6,5%	6,5%
Jährliche Betriebskosten (prozentual an Investition)	1,30%	3,00%	0,015 €/kWh
Jährlicher Anstieg der Betriebskosten	2,00%	2,00%	2,00%
Jährliche Degression Stromoutput	0,30%	0,00%	0,00%

Tabelle 2: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die oben aufgeführten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für das 3. Quartal 2010 ein. Aufbauend auf diesen Ergebnissen und Mithilfe der Marktprojektionen bis 2020 und 2030 können mit Hilfe von Lernkurvenmodellen Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten getroffen werden. Die Betriebskosten sollen anteilig an der jeweiligen Investition (für Photovoltaik und CSP) und abhängig vom Stromoutput für Wind modelliert werden.

In einer Sensitivitätsanalyse können die Parameter spezifische Investition, Betriebsdauer, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Volllaststunden und Betriebskosten auf ihren Einfluss auf die Stromgestehungskosten untersucht werden (siehe Kap. 5).

**Untersuchte Standortbedingungen:
Einstrahlung – Volllaststunden**

Wichtige weitere Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien stellen die Volllaststunden resultierend aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort bei Windanlagen und die Höhe des Stromertrages am Standort des Solarkraftwerkes (PV oder CSP) dar. Deshalb sollen exemplarische Standorte mit spezifischen Volllaststunden für Wind und spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung untersucht werden (siehe Tabelle 3).

Typische Standorte in Deutschland besitzen eine Globalstrahlung von 1000 kWh/m²/Jahr resultierend in einem Stromertrag von 900 kWh/kWp. Deutlich höhere Werte verzeichnen Standorte in Südeuropa mit 1300 -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 mit einer jährlichen Direktnormalstrahlung (DNI) von 2000 und 2600 kWh/m²/Jahr betrachtet.

Das Windangebot ist ebenfalls sehr standortabhängig. Onshore-Anlagen besitzen an schlechteren Standorten Volllaststunden von 1300 Stunden pro Jahr. Dieser Wert steigt bis auf 2700 Stunden an küstennahen Standorten. Der durchschnittliche Wert für alle in Deutschland betriebenen Onshore-Anlagen liegt knapp unter 2000 Volllaststunden pro Jahr (IWES 2009).

Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 2800 Stunden/Jahr in Küstennähe und bis zu 3600 Stunden/Jahr an küstenferneren Standorten wie vor Großbritannien im Atlantik (EWEA 2009, IWES 2009). Vereinzelt konnten Messungen in der Nordsee durchgeführt werden, die Werte über 4000 Volllaststunden ermittelten (Gerdes 2006).

		Stromerzeugung pro 1 MW	
Globalstrahlung (horizontal) für PV		PV-Standardmodul	
Deutschland	1100 kWh/m ² /Jahr	900 MWh/Jahr	
Südfrankreich	1700 kWh/m ² /Jahr	1300 MWh/Jahr	
Südspanien	2000 kWh/m ² /Jahr	1500 MWh/Jahr	
Nordafrika	2500 kWh/m ² /Jahr	1800 MWh/Jahr	
Direktnormalstrahlung für CSP		100 MW Kraftwerk mit Speicher	
Südspanien	2000 kWh/m ² /Jahr	3580 MWh/Jahr	
Nordafrika	2500 kWh/m ² /Jahr	4420 MWh/Jahr	
Wind-Volllaststunden		Windkraftanlagen mit 2 - 5 MW	
Onshore (low)	1300 Stunden/Jahr	1300 MWh/Jahr	
Onshore (medium)	2000 Stunden/Jahr	2000 MWh/Jahr	
Onshore (high)	2700 Stunden/Jahr	2700 MWh/Jahr	
Offshore (low)	2800 Stunden/Jahr	2800 MWh/Jahr	
Offshore (medium)	3200 Stunden/Jahr	3200 MWh/Jahr	
Offshore (high)	3600 Stunden/Jahr	3600 MWh/Jahr	

Tabelle 3: Strahlungsszenarien für PV, CSP sowie Wind-Volllaststunden (Quelle für PV: PVgis (2010), eigene Berechnungen).

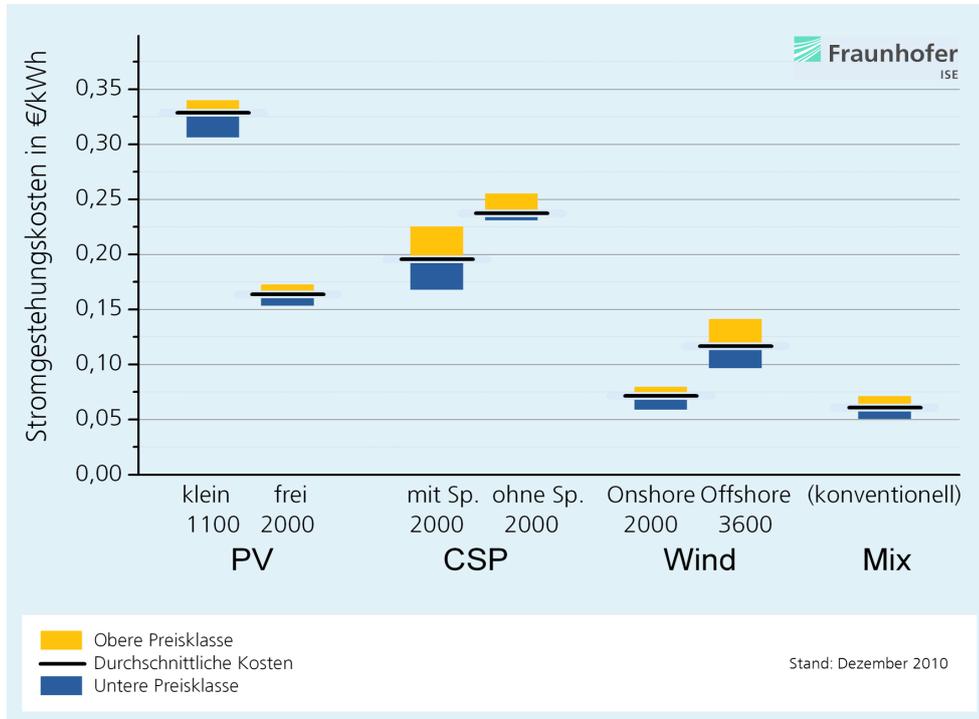


Abbildung 4: Vergleich der Stromgestehungskosten (2010) für PV, CSP und WEA. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei den Solartechnologien auf die jährliche Einstrahlung am Kraftwerksstandort, bei Windkraft auf die jährliche Volllaststundenanzahl.

Aktuelle Stromgestehungskosten für Anfang 2010

Die Analyse der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien zeigt auf Basis von recherchierten Angaben zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren Parametern für die verschiedenen Technologien (kristalline Si-Photovoltaik, solarthermische Großkraftwerke, Windanlagen Onshore/Offshore) einen aktuellen Technologievergleich. Als Vergleichswert dient der Strompreis aus dem BMU-Leitszenario 2009 mit 0,061 Euro/kWh für einen Energiemix (nur fossil) in der Bundesrepublik Deutschland (Nitsch 2009).

Windenergieanlagen (WEA) mit durchschnittlichen Investitionen von 1200 Euro/kW weisen an Onshore-Standorten mit jährlichen 2000 Volllaststunden die niedrigsten mittleren Stromgestehungskosten von 0,071 Euro/kWh auf. Die Kosten variieren in einem verhältnismäßig kleinen Bereich zwischen 0,059 Euro/kWh und 0,0796 Euro/kWh (Variation ist abhängig von der spezifischen Investition, siehe Anhang). Verglichen dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA trotz höherer Volllaststundenanzahl von 3600 im Jahr mit 0,107 Euro/kWh bis zu 0,156 Euro/kWh deutlich darüber. Die Vergütungssätze des EEG für Onshore-WEA entsprechen diesen Werten mit 0,092 Euro/kWh für die ersten fünf Jahre und einer anschließenden Grundvergütung von 0,052 Euro/kWh. Für Offshore-WEA hat der deutsche 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). Bei Offshore-WEA ist die aufwändigere Netzanbindung in der Berechnung der Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt.

Der Vergleich von Photovoltaik-Anlagen mit solarthermischen Kraftwerken an Standorten mit hoher Einstrahlung (2000 kWh/m²/Jahr) ergibt sehr ähnliche Stromgestehungskos-

ten beider Technologien.

Trotz ihrer geringen Markteinführung liegen solarthermische Kraftwerke mit integrierten Wärmespeichern (Volllaststunden bis zu 3600h) in der Nähe der Werte der PV (PVGroß 2000) mit 0,180 Euro/kWh. Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken mit Speicher kommen demnach auf einen Wert von 0,196 Euro/kWh und ohne Speicher auf 0,238 Euro/kWh.

Nicht berücksichtigt in den Stromgestehungskosten sind Unterschiede durch den Einsatz von Speicherkapazitäten im erzielten Marktverkaufspreis von Strom, der zu Zeiten von Höchstpreisen an der Strombörse produziert werden kann (in Spanien beispielsweise in Abendstunden). Dafür speichern sie thermische Energie in Salzspeichern und können so Strom auch während der Abendstunden bis zu sieben Stunden lang ins Netz einspeisen. Im spanischen Markt wird Strom aus CSP-Kraftwerken derzeit mit rund 0,27 Euro/kWh vergütet (Überprüfung für das Jahr 2010 durch die Regierung angekündigt) (Royal Decree 661/2007). Deshalb sind bei Investitionsentscheidung die spezifischen Gegebenheiten im jeweiligen Strommarkt zu berücksichtigen.

Bei einem Wert von 0,180 Euro/kWh für Photovoltaik-Anlagen ist davon auszugehen, dass Grid-Parity zu bestimmten Tageszeiten in einigen Ländern bzw. Regionen (z.B. Süditalien) erreicht worden ist.

An Standorten mit deutlich schlechteren Einstrahlungswerten (1100 kWh/m²/Jahr), beispielsweise in Deutschland, betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen 0,306 bis 0,340 Euro/kWh, abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 2750 Euro/kW und 3050 Euro/kW angesetzt wurden. Großanlagen und Freiflächen-Anlagen mit deutlich niedrigeren Stromgestehungskosten werden gesondert im Kapitel Photovoltaik berechnet.

Photovoltaik

Der PV-Markt entwickelt sich angekurbelt von staatlichen Fördersystemen und beschleunigt durch den Ausbau von Produktionskapazitäten weltweit zu einem Massenmarkt. Bisher wurde der Absatzmarkt wesentlich von wenigen Ländern, insbesondere Deutschland, Spanien und in der Vergangenheit auch Japan dominiert. Im Jahr 2010 liegt Deutschland an der Spitze der größten Absatzmärkte (4,6 GWp in Deutschland allein in den ersten 6 Monate in Jahr 2010 laut Bundesnetzagentur). Doch die Anzahl der installierten Anlagen steigt ebenfalls in den USA, in Japan und China. Für die Zukunft werden der Photovoltaik wachsende Absatzmärkte auf allen Kontinenten vorhergesagt (Hoffmann 2009).

Gleichzeitig entstehen in den letzten Jahren Produktionsstandorte von der Wafer- über die Zell- bis zur Modulfertigung in den USA, in Europa und besonders in Asien (China). Durch den breiten Ausbau von Produktionskapazitäten konnten Engpässe sowohl beim Silizium als auch in der Zell- und Modulproduktion reduziert werden, sowie Kostensenkungen erreicht werden. Neben den Märkten in Europa und in den USA, werden besonders auf den asiatischen Märkten Wachstumseffekte erwartet. Die Schaffung von lokalen Absatzmärkten für PV-Module in Asien, ähnlich des Windmarktes in Indien und China, kann diese Entwicklung weiter fördern (Sarasin 2009).

Nach allen hier untersuchten Studien vervielfacht sich der PV-Markt in den kommenden Jahren von Ende 2009 weltweit 21 GWp installierter Leistung. Die Marktprognose von Sarasin (2009) sieht für die Photovoltaik zukünftig steile Wachstumspfade auf 150 GWp neuinstallierte PV-Leistung im Jahr 2020. Rechtsstehendes Schaubild versucht die existierenden Marktprognosen von EPIA bis 2014 und Sarasin bis 2020 weiter in die Zukunft zu prognostizieren, um Werte bis 2030 zu erhalten. Bhandari/Stadler (2009) sind etwas zurückhaltender und prognostizieren 750 GWp im Jahr 2030 installierte Leistung.

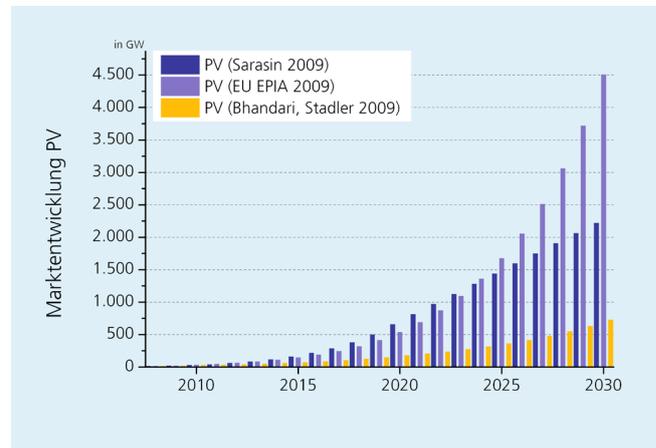


Abbildung 5: Marktprognose der kum. Kraftwerksleistung für PV 2010-2030 nach Sarasin 2009, EPIA 2010, Bhandari/Stadler 2009.

Der Preisverfall von PV-Modulen ausgelöst durch die Wirtschaftskrise in 2009 und den Zusammenbruch des spanischen PV-Marktes bei gleichzeitigem starkem Anstieg der weltweiten Produktionskapazitäten, betrug innerhalb eines Jahres von Anfang 2009 bis Anfang 2010 bis zu 34,5% für Großhandelspreise für PV-Module (europäische Hersteller, kristallin) (PVexchange 2010). Bei chinesischen Modulen sanken die deutschen Großhandelspreise sogar um 44,6%.

Folglich sanken die Stromgestehungskosten für Photovoltaik-Anlagen ebenfalls deutlich unter 0,35 Euro/kWh für Photovoltaik-Anlagen in Deutschland (mittlerer Energieertrag 900 kWh/kWp). Für größere Anlagen können sogar Stromgestehungskosten von unter 0,30 Euro/kWh realisiert werden. Bei spezifischen Investitionen von 2300 Euro/kWp erreichen die Stromgestehungskosten bereits einen Wert von 0,256 Euro/kWh.

In Ländern mit deutlich höherer Einstrahlung wie Italien oder Spanien können in südlichen Landesteilen bei Einstrahlungen von 2000 kWh/m²/Jahr selbst für Kleinanlagen mit spezifischen Investitionen von 2750 Euro/kWp bis 3050 Euro/kWp Stromgestehungskosten von 0,184 Euro/kWh bis 0,204 Euro/kWh erreicht werden. An Standorten mit diesen sehr hohen Einstrahlungen sind die Stromgestehungskosten in einem wettbewerbsfähigen Bereich gegenüber Endkundenstrompreisen angelangt.

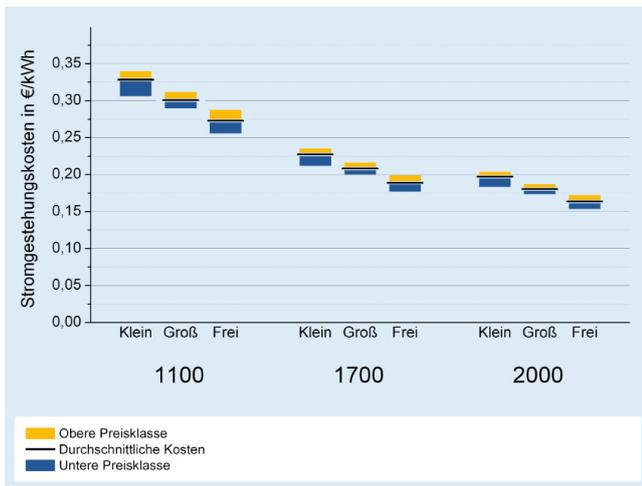


Abbildung 6: Stromgestehungskosten für PV nach Anlagentyp und Einstrahlung (2010).

Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland betont die starke Abhängigkeit von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 7). Eine weitere 20%-Reduktion der Anlagenpreise würde die Stromgestehungskosten auf fast 0,26 Euro/kWh fallen lassen. Sehr geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen haben leicht veränderte Betriebskosten, da sie nur einen geringfügigen Teil der Kosten ausmachen. Die Lebensdauer hat insofern eine sehr starke Auswirkung auf die Kosten, als bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren.

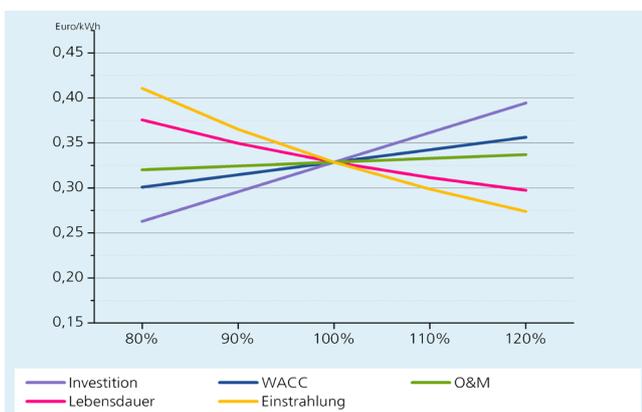


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage mit Energieertrag 900 kWh/kWp (2010), 100% entspricht Mittelwert für PVklein aus Abb.4.

Solarthermische Kraftwerke

Ausgelöst durch eine attraktive staatliche Förderung in den USA und Spanien erfährt die solarthermische Kraftwerkstechnologie (CSP – Concentrating Solar Power) in den letzten drei bis 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 (sonnenreiche Wüstengebiete) entwickeln zurzeit umfangreiche Ausbaupläne für erste CSP-Kraftwerksprojekte (CSP Today 2008). Deshalb prognostizieren Greenpeace (2009), Trieb (2009) und Sarasin (2009) ein erhebliches Marktwachstum für solarthermische Kraftwerke, die jedoch aufgrund ihrer technologischen Voraussetzung nur für sonnenreiche Gebiete mit einer jährlichen Direkteinstrahlung von über 2000 kWh/m²/Jahr effizient betrieben werden können (siehe Abbildung 8).

Mitte 2010 sind weltweit solarthermische Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von ca. 800 MW installiert. Der Umfang aller geplanten und sich im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte beläuft sich jedoch auf 13,5 GW, deren Inbetriebnahme bis 2013/2014 abgeschlossen sein kann.

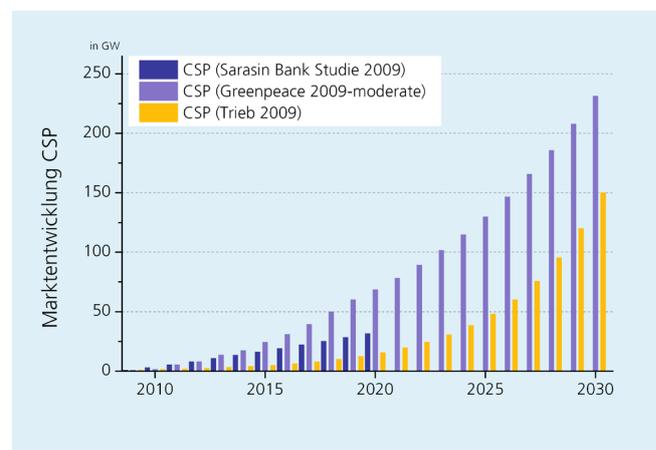


Abbildung 8: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für solarthermische Kraftwerke 2010-2030, Sarasin (2009), Trieb (2009), Greenpeace (2009).

Die Analyse der Stromgestehungskosten für solarthermische Kraftwerke stützt sich 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* (CSP-Kraftwerk mit Speicher) oder *Nevada One* (CSP-Kraftwerk ohne Speicher) bezogen werden. Die Berechnung für größere CSP-Kraftwerke (>100 MW) stützt sich auf Daten des in der Entwicklungsphase befindlichen *Shams1* mit 100 MW in Abu Dhabi und des *Mojave Solar Park* mit 533 MW. Verglichen werden diese Kraftwerksprojekte mit den Stromgestehungskosten von Solartürmen (*PS10*, *PS20* und *Solar Tres* in Spanien) mit einer Kraftwerkskapazität zwischen 11 und 20 MW.

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 Jahreseinstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr zwischen 0,168 Euro/kWh und 0,225 Euro/kWh. Damit schneiden sie besser ab als Kraftwerke (50 MW) ohne Speicher (0,238 Euro/kWh), da ein größeres Solarspiegelfeld mit kombinierten Salzspeichereinheiten für eine höhere Auslastung der Kraftwerksturbine und damit für höhere Volllaststundenzahlen sorgt.

Die Untersuchung von größeren Kraftwerksprojekten mit einer Leistung von über 100 MW hebt den Vorteil von größeren Kraftwerkseinheiten hervor, da hier die Stromgestehungskosten auch ohne den Einsatz von Speichertechnologie auf bis zu 0,191 Euro/kWh sinken.

In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung von bis zu 2600 kWh/m²/Jahr wie Nordafrika oder den Wüsten in Kalifornien können Stromgestehungskosten von ca. 0,150 Euro/kWh erreicht werden. Kostensenkungen sind bei der CSP-Technologie im Vergleich zu den ersten Referenzkraftwerken durch höhere Automatisierung, Projekterfahrung, dem Einsatz verbesserter Materialien und Komponenten sowie durch weitere Großprojekte in den nächsten Jahren abzusehen (Viebahn 2008).

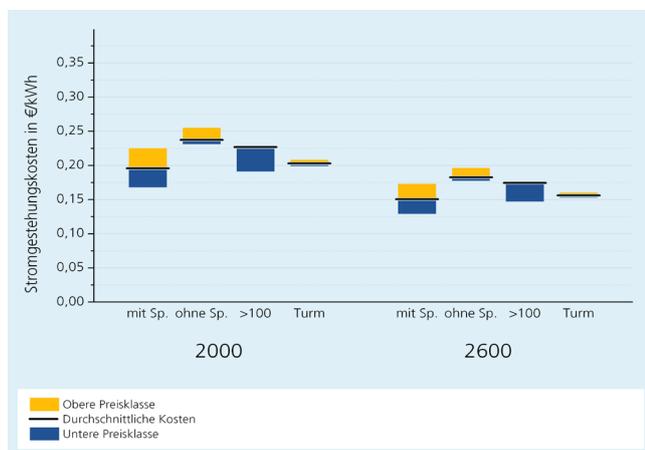


Abbildung 9: Stromgestehungskosten für CSP nach Anlagentyp und Einstrahlung (2010).

Die Berechnungen in der Sensitivitätsanalyse zeigen (siehe Abbildung 10), dass sinkende Investitionskosten um 20% im Vergleich zu den Referenzkraftwerken zu Stromgestehungskosten um 0,160 Euro/kWh führen werden. Höhere Eigenkapitalrenditen von über 10%, bzw. ein höherer WACC-Wert, erhöhen bei CSP-Projekten mit einem Investitionsvolumen von mehreren hundert Millionen Euro die Stromgestehungskosten jedoch (EK-Renditen von über 12% bei Großkraftwerken üblich).

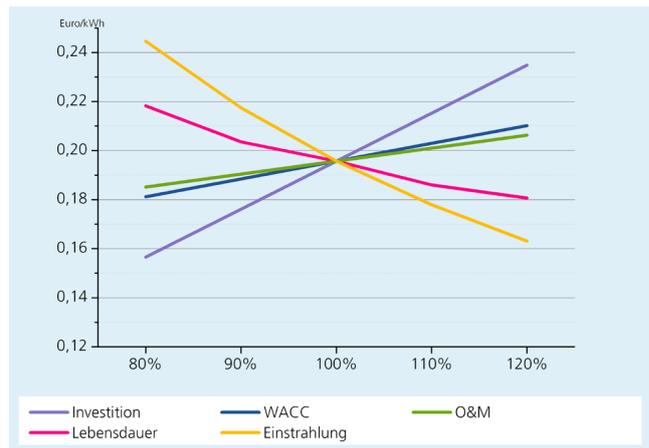


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse CSP (50MW mit Speicher) mit jährlicher Einstrahlung von 2000 kWh/m²/Jahr (2010), 100% entspricht Mittelwert für PVklein aus Abb.4.

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).

So stieg die Gesamtkapazität aller installierten WEA (On- und Offshore) bis Ende 2009 auf ein Volumen von 158 GW, wovon Offshore-Windenergieanlagen lediglich eine Kapazität von 1,4 GW beisteuerten (GWEC 2009). Bis zum Jahr 2030 wird jedoch in Europa ungefähr die Hälfte der jährlich neuinstallierten Windleistung an Offshore-Standorten erwartet (Krohn 2009).

Gleichzeitig erreicht die Onshore-Windkraft an günstigen Standorten wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien wie Kohle, Erdgas und Kernkraft. In Deutschland stellte die Windkraft bereits 2008 einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von bis zu 7% dar, die zukünftig durch den Ausbau der Wind-Offshore-Kapazitäten gesteigert werden soll (BMU 2009).

Ausgehend von der bereits installierten Windenergieleistung von 158 GW prognostizieren verschiedene Studien in den kommenden Jahren eine Steigerung des Marktvolumens (siehe Abbildung 11) auf eine Gesamtkapazität von ca. 750 bis 1000 GW in 2020 und 1500 bis 2500 GW im Jahr 2030.

Die Zuwachsraten liegen etwas unterhalb der Photovoltaik, da der Markt bereits heute ein erheblich größeres jährliches Installationsvolumen aufzeigt.

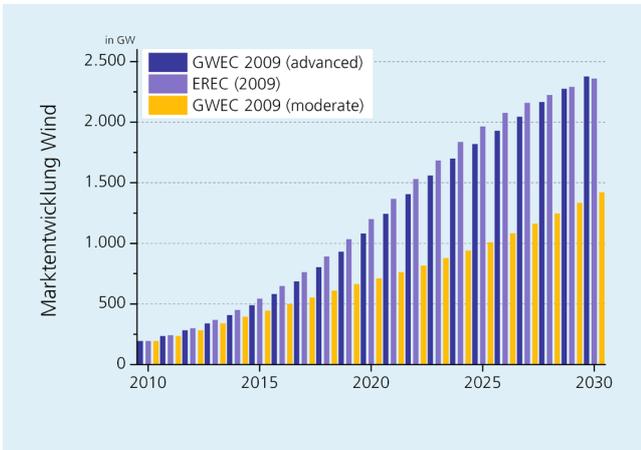


Abbildung 11: Marktprognosen kumulierter Windkraft 2010-2030 nach GWEK 2009, EREC 2009).

Die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen unterscheiden sich deutlich an Onshore- und Offshore-Standorten. Küstennahe Standorte mit 2700 Volllaststunden erzielen Stromgestehungskosten von 0,054 Euro/kWh bei mittlerer Investition von 1200 Euro/kW. Küstenfernere Standorte mit schwächerem Windangebot produzieren ihren Strom zu Kosten zwischen 0,089 Euro/kWh und 0,119 Euro/kWh. Durchschnittliche Standorte in Deutschland (2000 Volllaststunden) mit spezifischen Investitionen von 1200 Euro/kWh liegen mit 0,071 nur geringfügig über dem für fossile Kraftwerke angegebenen Referenzstrompreis von 0,061 Euro/kWh.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-Windenergieanlagen höhere Stromgestehungskosten auch für Standorte mit höheren Volllaststunden als Landstandorte (bis zu 3600 Volllaststunden) aufgrund des Einsatzes von widerstandsfähigeren Materialien, problematischer Verankerung im Meeresgrund, aufwändigerer Installation und Logistik der Anlagenkomponenten und höherem Wartungsaufwand.

Küstennahe Offshore-Anlagen erreichen im Mittel 0,145 Euro/kWh, verglichen mit sehr guten Meeresstandorten von 0,117 Euro/kWh. Küstenferne Standorte unterliegen jedoch dem Nachteil einer aufwändigen und teureren Netzanbindung. Die aktuelle Installation und Verknüpfung von größeren Windparks mit Gleichstromverbindungen (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.

Die höheren Wartungskosten für Offshore-Anlagen lassen weniger Spielraum, zukünftig die Kosten auf vergleichbare Levels wie Onshore-Anlagen zu reduzieren. Aufgrund der geringen Anzahl installierter Anlagen (1,4 GW) sind ähnliche Kostensenkungseffekte durch rasches Marktwachstum wie bei solarthermischen Kraftwerken zu erwarten, da das Marktwachstum von Offshore-Anlagen erst in den kommenden Jahren sehr umfangreich und in zahlreichen weiteren Ländern (Nordsee-Anrainer) einsetzen wird.

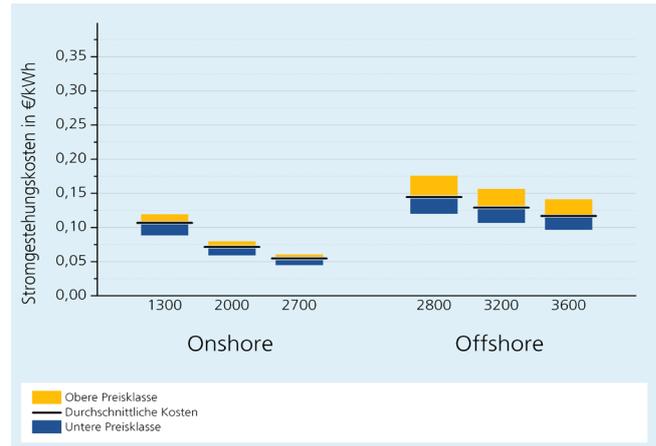


Abbildung 12: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden (2010).

Ziele für zukünftige Kostenreduktionspotenziale identifiziert die Sensitivitätsanalyse durch Kosteneinsparungen bei der Installation der Anlagen. Auf diesen Parameter reagiert die Sensitivitätsanalyse wie bei den bereits untersuchten Technologien PV und CSP am stärksten.

Der Vorteil von Offshore-Anlagen zeichnet sich durch die höhere Volllaststundenzahl sowie durch geringere Lärmbelastung und Akzeptanz in der Bevölkerung aus, falls Untergrenzen für die Entfernung zur Küste und Umweltschutzaufgaben eingehalten werden. Die aufwändigere Wartung bei Offshore-Anlagen hat einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

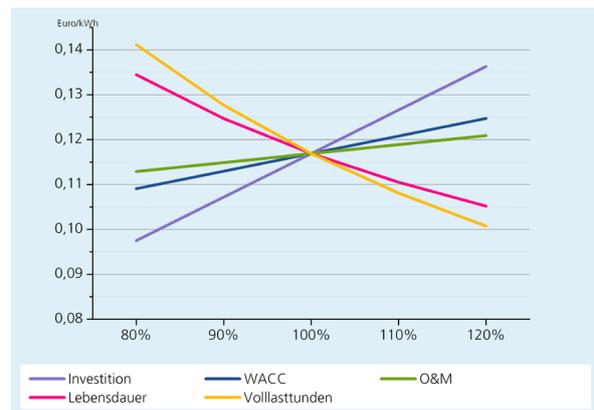


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse Wind-Offshore-Anlage mit 3600 Volllaststundenzahl, spezifische Investition von 3200 Euro/kW.

Prognose der Stromgestehungskosten bis 2020 und 2030

Für jede Technologie (PV, CSP, Wind) können Kostenprognosen anhand von historisch beobachteten Lernkurven beschrieben werden, die auf den unterschiedlichen Marktprognosen für den Zeitraum bis 2020 und 2030 aufbauen.

Für Photovoltaik und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine sehr konstante Lernrate bzw. Progress Ratio (PR) beschrieben werden (siehe Bhandari 2009). Die Investitionen pro Watt von Photovoltaik-Modulen sanken einer PR von 80% folgend. Bhandari und Stadler schlagen eine Absenkung der PR für Photovoltaik-Anlagen ab dem Jahr 2015 auf 85% vor.

Im Vergleich dazu folgten Kosten für Windenergieanlagen einer PR von 97% (IWES 2008). Für Offshore-WEA konnte aufgrund geringen Marktvolumens bisher keine PR gefunden werden. Deshalb wird die PR von 97% für Onshore-Wind, sowie eine PR von 95% für Offshore-Anlagen verwendet.

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 ebenfalls 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 (siehe Anhang) zeigt die unterschiedlichen verwendeten PRs für eine Modellierung der zukünftigen Stromgestehungskosten mit Lernkurven.

Die Berechnung der fünf Lernkurven für die Stromgestehungskosten aus Abbildung 4 zeigen die unterschiedlichen Kostensenkungsprognosen der Technologien. Wenn die Kostenentwicklung der PV einer Progress Ratio mit 80% bis 2015 ähnlich folgt und ab 2015 auf 85% steigt, zeigen sich attraktive Kosten. Photovoltaik-Anlagen mit einer jährlichen Einstrahlung von 1000 kWh/m²/Jahr fallen schon ab 2015 unter die Marke von 0,20 Euro/kWh. Ab 2020 sinken die Stromgestehungskosten unter den Wert von 0,15 Euro/kWh. An Standorten mit sehr guten Einstrahlungsbedingungen (2000 kWh/m²/Jahr) kann die Photovoltaik im Jahr 2025 bei einem Marktwachstum auf 1400 GW ähnliche Stromgestehungskosten erreichen wie Onshore-WEA.

Im Vergleich dazu sehen zukünftige Kostenreduktionspotenziale für Offshore-WEA selbst bei einer niedrigeren Progress Ratio von 95% als Onshore-WEA geringfügiger aus (von 0,117 Euro/kWh auf 0,101 Euro/kWh). Das EEG unterstreicht diese Analyse mit einer jährlichen Einspeisereduktion von nur 5% ab 2015.

Solarthermische Kraftwerke sollten besonders in den kommenden fünf Jahren von starken Rückgängen bei den Stromgestehungskosten durch ein erhöhtes Marktwachstum profitieren. Bis 2017/2018 liegen die Stromgestehungskosten (0,120 Euro/kWh) von solarthermischen Kraftwerken dann im Bereich von Erzeugungskosten von Offshore-WEA.

Abbildung 14 zeigt, dass langfristig die Photovoltaik an strahlungsintensiven Standorten und die Windkraft an windreichen Onshore-Standorten wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten generieren. Photovoltaik-Anlagen an mittelmäßigen Standorten (1000 kWh/m²/Jahr, Solarthermische Kraftwerke und Offshore-WEA erreichen ähnliche Stromgestehungskosten zwischen 0,10 und 0,15 Euro/kWh.

Die Auswertung mittels Lernkurven unterliegt einer Unsicherheit, inwieweit die Progress Ratio in der Zukunft durch innovative Entwicklungen und neue Produktionstechnologien fortgesetzt wird und wie sich die Märkte in Zukunft entwickeln (Ferioli 2009). Für jede Technologie wird deshalb eine Sensitivitätsanalyse für die Lernkurve mit verschiedenen PRs vorgestellt (siehe Abbildung 15-19).

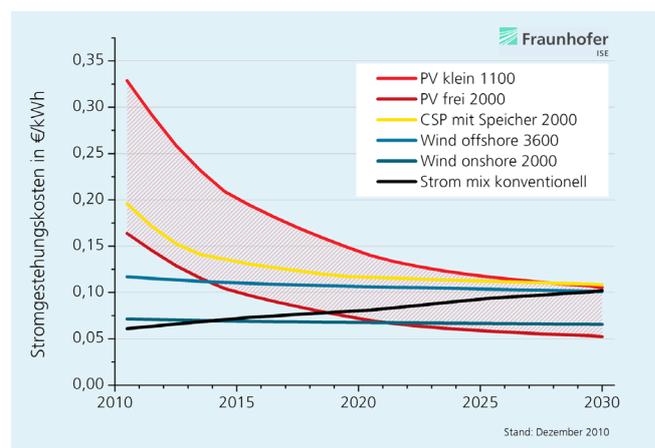


Abbildung 14: Prognose für Stromgestehungskosten für EE anhand Lernkurven bis 2030.

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-WEAs könnten im Jahr 2020 Stromgestehungskosten in einem Bereich zwischen 0,102 Euro/kWh und 0,111 Euro/kWh aufweisen.

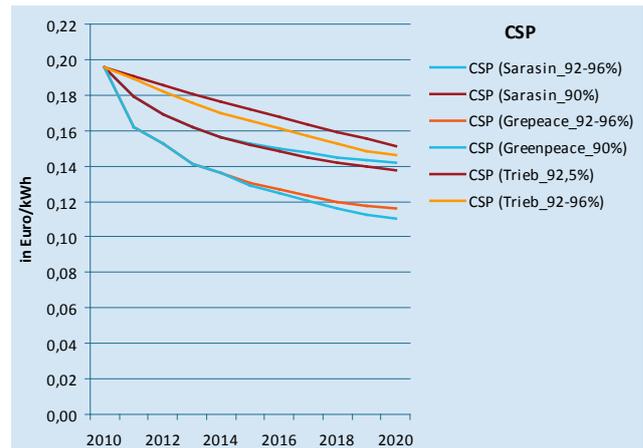


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse für CSP mit Speicher und 2000 kWh/m²/Jahr.

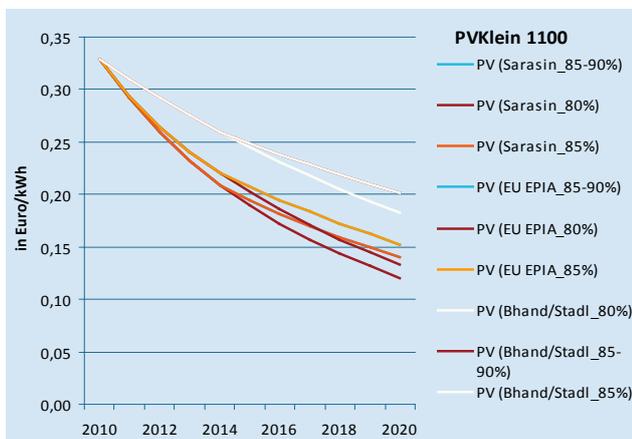


Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse für PVklein mit 1100 kWh/kWp.

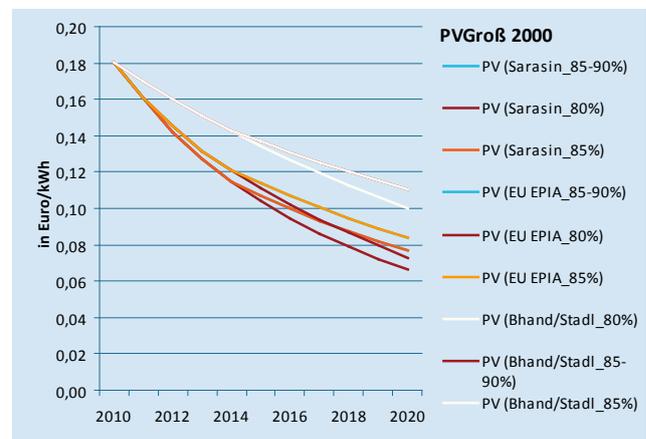


Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse für PVGroß mit 2000 kWh/kWp.

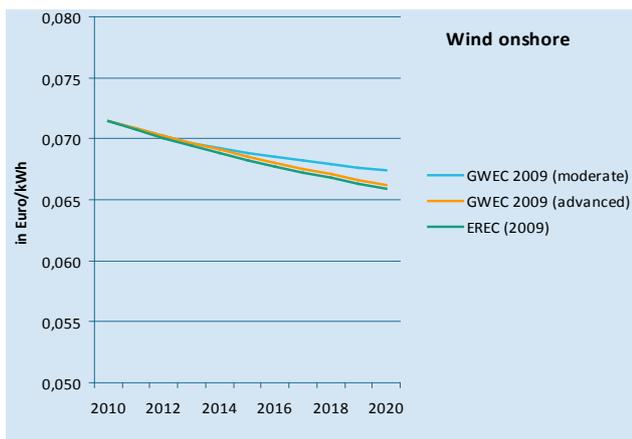


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse für Wind onshore mit 2000 Voll- laststunden.

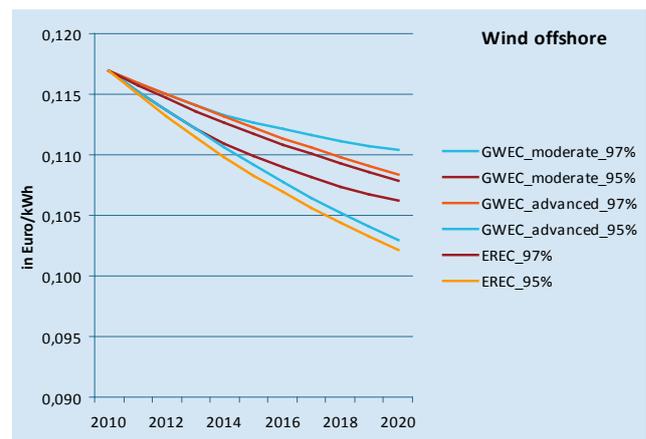


Abbildung 19: Sensitivitätsanalyse für Wind offshore mit 3600 Voll- laststunden.

Technologieausblick: Konzentrierende Photovoltaik

Neben den bereits beschriebenen Technologien der solaren Stromerzeugung (Silicium-Photovoltaik und Solarthermische Kraftwerke) entwickelt sich die konzentrierende Photovoltaik (Concentrating Photovoltaic – CPV) zu einer Technologie mit wachsendem Potenzial in sonnenreichen Regionen mit Direktnormalstrahlungswerten von mehr als 2000 kWh/m²/Jahr. Erste größere Anlagen über der 1-MW-Grenze seit dem Jahr 2008 verhalfen dieser noch jungen Technologie zu ersten kommerziell genutzten Anlagen in Spanien und in den USA.

Bei der zweiachsig nachgeführten, konzentrierenden Photovoltaik werden die Sonnenstrahlen durch eine Optik – Linsen oder Spiegel – auf eine Solarzelle fokussiert. Durch die 400 bis 1000-fache Konzentration können hocheffiziente, aber vergleichsweise teurere Dreifach-Zellen auf der Basis von III-V-Halbleitern (GaInP/GaInAs/Ge) eingesetzt werden; es existieren ebenfalls Konzentratorsysteme, die herkömmliche Silicium-Zellen verwenden. Nach zweijährigem, erfolgreichem kommerziellen Anlagenbetrieb an Kraftwerksstandorten in Spanien und USA haben zahlreiche Marktteilnehmer nun den Schritt zur industriellen Modulfertigung vollzogen. Die Produktionskapazitäten werden mit rund 150 MW/Jahr von den Herstellern angegeben wird (Hartsoch, NREL 2010).

Abbildung 20 zeigt die prognostizierte Marktentwicklung jährlich installierter CPV-Anlagen von heute 20 MW auf 1800 MW im Jahr 2015 (CPV Consortium, 2010).

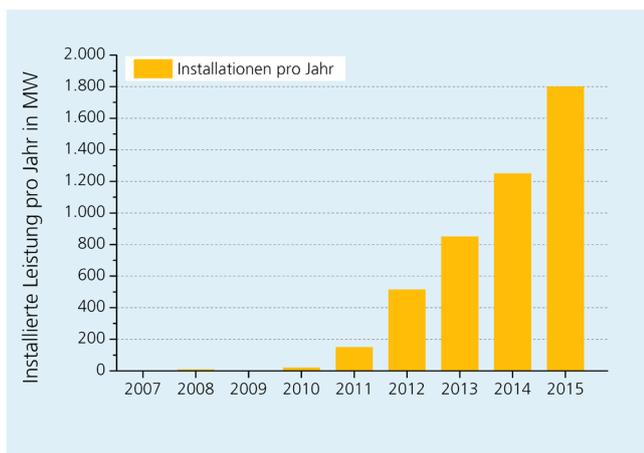


Abbildung 20: CPV Marktvorhersage – Neuinstallationen pro Jahr bis 2015. (CPV Consortium 2010)

Gründe für das starke Marktwachstum liegen zum einen in der kontinuierlichen Steigerung der Modulwirkungsgrade von 23% auf bis zu 27% in den vergangenen Jahren, verbunden mit weiteren prognostizierten Wirkungsgradsteigerung auf bis zu 35% in der Zukunft. Zum anderen profitiert die CPV mit ihren nachgeführten Systemen von einer ausgeglichenen Stromproduktion und hohen Energieausbeute über den Tages-

verlauf. Gleichzeitig ist die Projektimplementierung von CPV-Kraftwerken mit 20 bis 50 MW ähnlich schnell und flexibel wie bei der Photovoltaik und deutlich schneller als bei CSP.

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von CPV wurden Daten für einen südspanischen Standort verwendet. Schlüssel-fertige Anlagen kosten Mitte 2010 zwischen 3800 und 4500 Euro/kW_{AC, nom.} (Quellen: Gunther 2010, Industriebefragung). Da CPV nur als Kraftwerkstechnologie mit Anlagenleistungen von über einem MW zu erwarten ist, wurde eine Anlage mit 10 MW an einem südspanischen Standort bei einer jährlichen Stromproduktion von 2100 kWh/kWp angenommen. Die berechneten Stromgestehungskosten von 0,180 bis 0,213 kWh/Euro für einen Standort mit einer DNI von 2000 kWh/m²/Jahr lassen schon heute einen Vergleich zu den analysierten Werten für PV-Freiflächenanlagen (0,163 Euro/kWh) und CSP (0,196 Euro/kWh) zu. Die Sensitivitätsanalyse für die Stromgestehungskosten in Abbildung 21 zeigt den starken Einfluss des Strahlungsangebots am Kraftwerk, sowie die Höhe der Investition auf die Stromgestehungskosten.

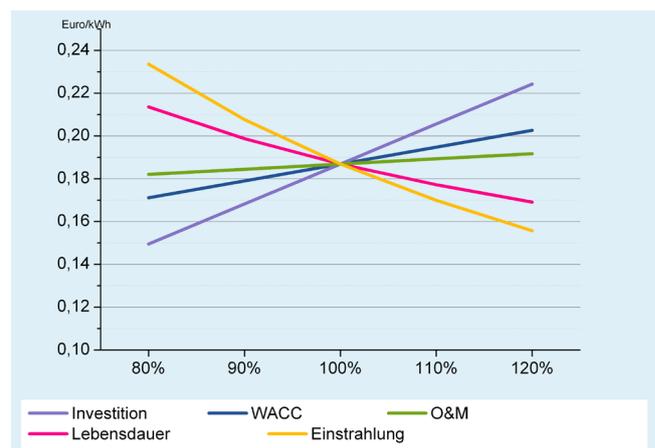


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse für CPV

Preiserfahrungswerte und Lernkurven sind bisher nicht für CPV erfasst und in der Literatur beschrieben worden. Coleman leitet in der EPRI-Studie (CPV Technology Assessment) aus einer Unternehmensbefragung eine durchschnittliche Kostenreduktion für CPV-Systeme von 59% im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2010 ab (Coleman 2010). Eigene Expertenbefragungen in der Industrie zeigen erhebliche Kostensenkungen für CPV durch weitere Verbesserungen der industriellen Fertigung und Größendegressionen in den kommenden zwei bis drei Jahren auf.

5. 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 (2008), Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009), Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49
- Bundesnetzagentur (2010), Registrierte PV-Anlagen von Januar 2009 bis August 2010, (http://www.bundesnetzagentur.de/enid/2b48b0e46dea104d49b1f54dc32b55ba,0/Erneuerbare_Energien_Gesetz__EEG_/Verguetungssaetze_Photovoltaikanlagen_5y2.html)
- Coleman , T. (2010), Concentrating Photovoltaic Solar - Technology Assessment, Technical Update, April 2010, Electric Power Research Institute
- CPV Consortium, 2010, CPV Market Forecast 2010, http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Membership_Reports/2nd%20Quarter%202010%20Newsletter.pdf
- CSP Today (2008), An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East, October, 2008, Carlos Márquez Salazar
- EPIA (2010), Global market outlook for photovoltaics until 2014, May 2010 update, online publication on website (http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf)
- 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>
- 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, Pages 2525-2535
- Fouquet, Doerte (2009), Prices for Renewable Energies in Europe: Report 2009, Studie für die European Renewable Energies Federation
- 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.

Gunther, Edgar A. (2010), Pressemitteilung auf Webseite, VVC installing SolFocus CPV Solar Plant, April 1, 2010, <http://gunther-portfolio.com/2010/04/vvc-installing-solfocus-cpv-solar-plant/>

GWEC (2009), Global Wind Energy Outlook 2008, Studie des Global Wind Energy Council, Verfasser: A.Yervos, S.Teske, S. Sawyer

Hartsoch, Nancy (2010), Präsentation: Why CPV? The CPV Value Proposition, October 11th, 2010 Los Angeles, California, Solar Power International

Hoffmann, W. (2009), The role of PV solar electricity to power the 21st century's global prime energy demand, IOP Conf.Series: Earth and Environmental Science 8 (2009) 012007

IWES (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

Krewitt, Wolfram (2009), Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, On behalf of the German Federal Environment Agency (CLIMATE CHANGE | 18/2009)

Krohn, S. (2009), The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association (EWEA)

Neij, Lena (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

Nitsch, J. (2009), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009, Studien im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

PVgis (2010), Photovoltaic Geographical Information System von JRC, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>

PVexchange (2010), Großhandelsplattform Photovoltaik, Datenbank, <http://www.pvexchange.com/de/index.php/index.html>

Ragwitz, M., Held, A. (2007), Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market (Final Report), Studie für Intelligent Energy for Europe, with the support of the European Commission

REAL DECRETO 661/2007 (2007), de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial., Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

REN21 (2010), Renewable Global Status Report 2010, <http://www.ren21.net/globalstatusreport/g2010.asp>

Sarasin (2009), Solarwirtschaft – grüne Erholung in Sicht, Studie der Sarasin Bank

Transpower (2009), Stand der Netzanbindung der Offshore- Windparks in der deutschen Nordsee, »offshore talks by wind-comm«, Büsum, 11. August 2009, 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

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

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

6. ANHANG

Investition in Euro/KW in 2010					
Technologie	Anlagen	Mittlerer Wert	Untere Grenze	Obere Grenze	Quellen
Photovoltaik	Kleinanlagen bis 5kWp	3010	2890	3250	<i>Aktuelle Marktdaten: PVE-xchange, Sarasin 2009, photovoltaik-shop.com, gu-shop24.de</i>
	Großanlagen bis 50kWp	2630	2565	2685	
	Freiflächen ab 200kWp	2450	2300	2580	
CSP	CSP 50 MW ohne Speicher	4740	3594	5000	
	CSP 50 MW mit Speicher	6000	5400	6600	<i>Andasol1,</i>
	CSP >100 MW ohne Speicher	4250	3752	4500	<i>Shams1, Mojave</i>
	CSP Turm mit Speicher*	6500	3.900	11.529	<i>PS10, PS20, Solar Tres</i> <i>* stark abhängig von Speichergroße</i>
Wind	Onshore (1,5 – 2 MW)	1200	1000	1.350	<i>EWEA 2009</i>
	Onshore (1,5 – 2 MW)	900	770	1.000	<i>Bussmann/IWES 2010</i>
	Onshore (1,5 – 2 MW)	1050	970	1100	<i>Krewitt 2009</i>
	Offshore (3 – 5 MW)	3200	2700	4000	<i>EWEA 2009, Gerdes (2006), Krewitt (2009)</i>

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

Lernkurven	2010	2015	2020	Marktprognosen
PV_PR 1	80%	80%	80%	B/S 2009, Sarasin 2009, EPIA 2009
PV_PR 2	80%	85%	85%	B/S 2009, Sarasin 2009 , EPIA 2009
PV_PR 3	80%	85%	90%	B/S 2009, Sarasin 2009, EPIA 2009
CSP_PR 1	90%	90%	90%	Sarasin 2009, Greenpeace 2009,
CSP_PR 2	90%	92%	96%	Sarasin 2009, Greenpeace 2009 , Trieb 2009
CSP_PR 3	92,5%	92,5%	92,5%	Trieb 2009
Wind_onshore_PR	97%	97%	97%	GWEC 2009 moderate/advanced 2009, EREC 2009
Wind_offshore_PR 1	97%	97%	97%	GWEC 2009 moderate/advanced 2009, EREC 2009
Wind_offshore_PR 2	95%	95%	95%	GWEC 2009 moderate/advanced 2009, EREC 2009

Tabelle 5: Progress Ratio für Lernkurvenmodellierung (markierte Werte in Abbildung 14).