



Fraunhofer

ISE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN

MÄRZ 2018



Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

März 2018

CHRISTOPH KOST

SHIVENES SHAMMUGAM

VERENA JÜLCH

HUYEN-TRAN NGUYEN

THOMAS SCHLEGL

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	2
1. Ziel dieser Untersuchung	5
2. Historische Entwicklung von erneuerbaren Energien	8
3. Berechnung von Stromgestehungskosten	10
4. Stromgestehungskosten von Energietechnologien in 2018	15
5. Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in Regionen mit hoher Einstrahlung	26
6. Exkurs: Stromgestehungskosten und Systemintegration von erneuerbaren Energien	29
7. Anhang	31
8. Referenzen	36

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Leiter GF Energiesystemanalyse:

Dr. Thomas Schlegl

Fraunhofer-Institut

für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2

79110 Freiburg

www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Dr. Andreas Bett

Danksagung

Für wertvollen Beiträge und hilfreiche Diskussionen sowie für die große Unterstützung bei der Erstellung der Studie bedanken wir uns bei Lisa Bongartz, Thomas Fluri, Charitha Buddhika Heendeniya, Klaus Kiefer, Björn Müller, Franziska Riedel und Eberhard Rössler.

ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Studie werden die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien für das Jahr 2018 untersucht und deren weitere Kostenentwicklung auf Basis von technologie-spezifischen Lernraten (LR) und Marktszenarien bis zum Jahr 2035 prognostiziert.

Der Fokus liegt auf den Stromgestehungskosten von Photovoltaik (PV), Windenergie- (WEA) und Biogasanlagen in Deutschland. Als Referenz werden darüber hinaus auch die Entwicklung der Stromgestehungskosten für neu errichtete konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Gasturbine) untersucht. Abbildung 1 zeigt die berechneten Stromgestehungskosten für erneuerbare und fossile Kraftwerke, die in 2018 errichtet werden.

PV-Anlagen erzielen je nach Anlagentyp und Einstrahlung (950 bis 1300 kWh/m²a Globalstrahlung in Deutschland) Stromgestehungskosten zwischen 3,71 und 11,54 €_{Cent}/kWh ohne Mehrwertsteuer. Die spezifischen Anlagenkosten liegen heute im Bereich von 600 bis 1400 EUR/kWp und sind in erster Linie abhängig von dem Anlagentyp. Die Studie unterscheidet zwischen kleinen PV-Dachanlagen, großen PV-Dachanlagen

und PV-Freiflächenanlagen. Die Stromgestehungskosten für alle PV-Anlagentypen zeigen weiterhin einen fallenden Trend auf. Die Spanne zu den durchschnittlichen Endkundenstrompreisen von 29,23 €_{Cent}/kWh (inklusive Mehrwertsteuer) steigt weiter (BDEW 2017).

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA (spezifische Anlagenkosten von 1500 bis 2000 EUR/kW) liegen im Jahr 2018 zwischen 3,99 und 8,23 €_{Cent}/kWh. Damit sind PV-Anlagen und Onshore-WEA sowohl unter den erneuerbaren Energien als auch den fossilen Kraftwerken im Mittel die kostengünstigsten Technologien in Deutschland. An guten Onshore-Windstandorten produzieren WEA Strom zu geringeren Kosten als neue Kohle- oder GuD-Kraftwerke. Trotz höherer durchschnittlicher Volllaststunden von bis zu 4500 Stunden jährlich verzeichnen Offshore-WEA mit knapp 7,49 bis 13,79 €_{Cent}/kWh deutlich höhere Stromgestehungskosten als Onshore-WEA. Ursachen sind höhere Anlagenkosten und teurere Installationskosten sowie höhere Betriebs- und Finanzierungskosten der Offshore-Anlagen (spezifische Anlagenkosten von 3100 bis 4700 EUR/kW).

Die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen (spezifische Anlagenkosten zwischen 2000 und 4000 EUR/kW) liegen zwischen 10,14 €_{Cent}/kWh (7000 Volllaststunden) und 14,74 €_{Cent}/kWh (5000 Volllaststunden). Eine Wärmeauskopplung wurde bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

Abhängig von den angenommenen Volllaststunden und CO₂-Zertifikatspreisen liegen die Stromgestehungskosten von Braunkohle bei 4,59 bis 7,98 €_{Cent}/kWh, von Steinkohle bei 6,27 bis 9,86 €_{Cent}/kWh und von GuD-Kraftwerken bei 7,78 bis 9,96 €_{Cent}/kWh. Die Bandbreite der Kosten ist bedingt durch die große Variation der Volllaststunden: Da sich die Volllaststunden aus variablen Grenzkosten des Einzelkraftwerks ergeben, sind sie abhängig von der Prognose der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, der Entwicklung der erneuerbaren Stromeinspeisung und der Zusammensetzung des Kraftwerksparks.

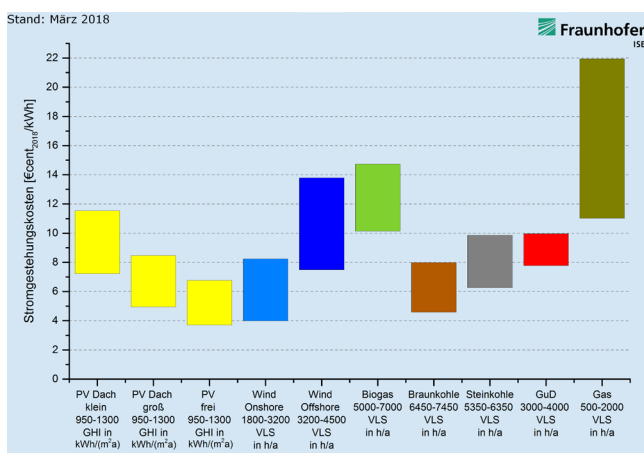


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt.

Die Stromgestehungskosten von Strom aus PV-Heimspeichern betragen im Jahr 2018 16,34 bis 47,34 €_{Cent}/kWh. In der Berechnung sind sowohl die Kosten für die Stromerzeugung durch PV-Anlagen als auch die Speicherkosten berücksichtigt. Die große Variation ergibt sich durch eine große Bandbreite bei den Investitionskosten von PV-Batteriespeichern sowie durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Speichergößen und deren Potenzial, die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen.

Prognose der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2035

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis der Berechnungen für die weitere Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis zum Jahr 2035. Die dargestellten Kostenbänder spiegeln dabei die bestehende Bandbreite der Berechnungsparameter wider (z.B. Anlagenpreise, Sonneneinstrahlung, Windangebot, Zahl der Volllaststunden, Kosten der CO₂-Emissionszertifikate etc.), die in Tabellen 1 bis 6 eingesehen werden können. Beispielhaft soll diese Methodik für das Photovoltaik-Kostenband erläutert werden: Das obere Limit der Stromgestehungskosten ergibt sich aus der Kombination einer PV-Anlage mit hohem Anschaffungspreis an einem Standort mit niedriger Sonneneinstrahlung (z.B. Norddeutschland). Umgekehrt wird das untere Limit durch

die günstigsten verfügbaren Anlagen an Standorten mit hoher Einstrahlung in Süddeutschland definiert. Analog wird dieses Verfahren mit den entsprechenden Bezugsgrößen auch auf Wind- und Biogasanlagen sowie auf die konventionellen Kraftwerke angewandt. Die marktüblichen Finanzierungskosten und Risikoaufschläge werden detailliert und technologiespezifisch in der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt. 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. In dieser Studie werden alle Kosten und Diskontierungssätze mit realen Werten (Bezugsjahr 2018) berechnet. Die spezifischen Investitionen in 2018 wurden durch Marktrecherchen und Kostenstudien ermittelt.

Für PV-Anlagen wird eine LR von 15% angenommen. Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen sinken ab 2030 unter den Wert von 4,70 (Dachanlagen) beziehungsweise 2,41 €_{Cent}/kWh (Freiflächenanlagen). Ab 2030 erzeugen sogar kleine PV-Dachanlagen in Süddeutschland Strom günstiger als ebenfalls in 2030 neu errichtete Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke. Die spezifischen Anlagenkosten von PV liegen im Jahr 2035 bei 350 bis 815 EUR/kWp. PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland werden

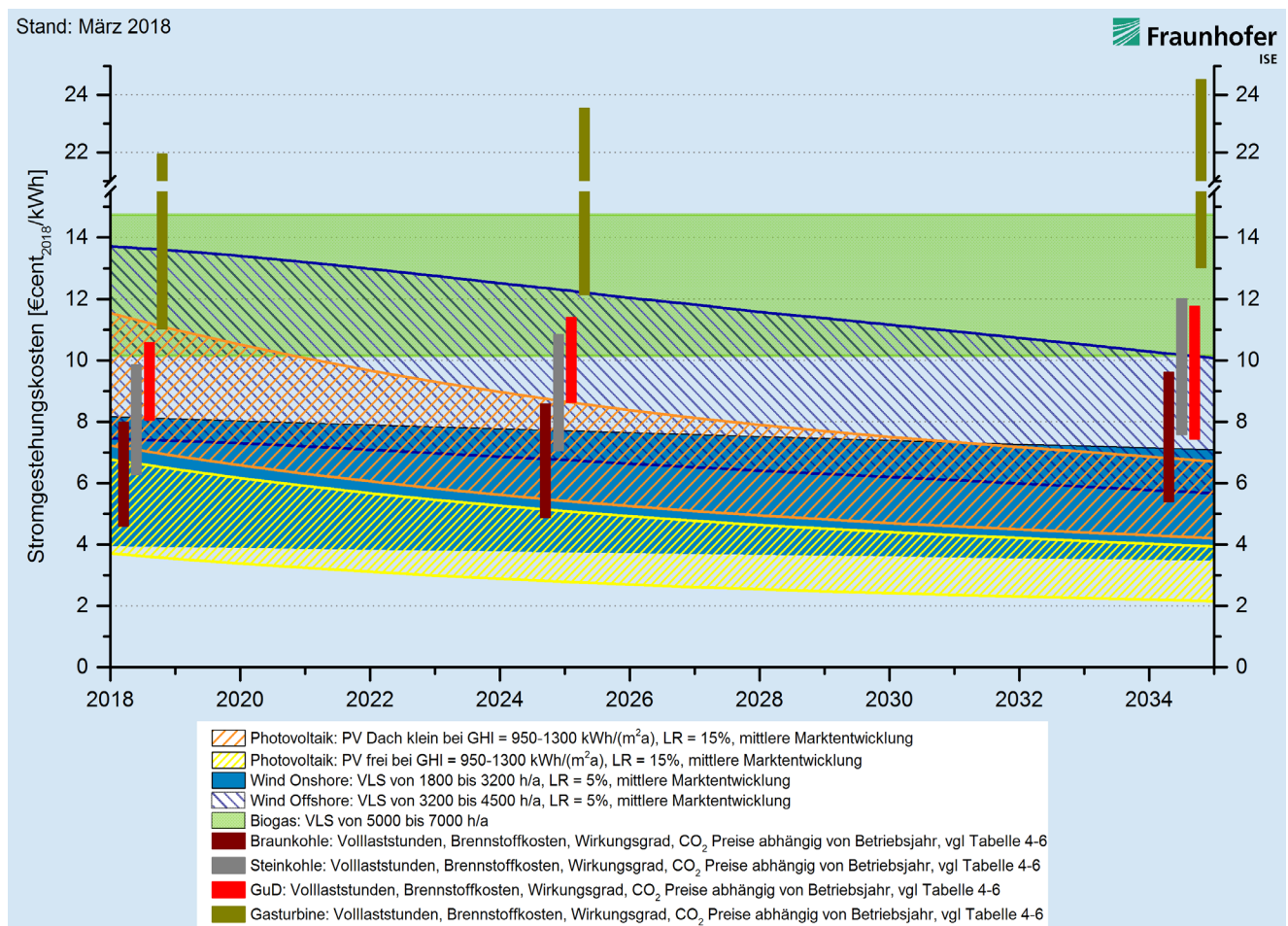


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2035. Berechnungsparameter in Tabelle 1 bis 6. Der LCOE-Wert pro Bezugsjahr bezieht sich jeweils auf eine Neuanlage im Bezugsjahr.

die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller fossilen Kraftwerke bis zum Jahr 2035 deutlich unterbieten.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen bereits heute auf dem Niveau der Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken und liegen teilweise unter den Stromgestehungskosten von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken. Für den zukünftigen Trend wird mit einer LR von 5% gerechnet. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Volllaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Durch die zu erwartende Kostensteigerung bei fossilen Kraftwerken wird sich die Wettbewerbsfähigkeit von Onshore-WEA dennoch

weiter verbessern, so dass die Stromgestehungskosten an windreichen Standorten im Jahr 2035 mit 3,49 bis 7,09 €_{Cent}/kWh deutlich unter den Werten für alle fossilen Kraftwerke liegen werden. Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA noch ein starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2035 werden die Stromgestehungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 5,67 und 10,07 €_{Cent}/kWh absinken.

Da bei Biogasanlagen mit geringen Kostensenkungen gerechnet wird, sind für Biogas keine LR hinterlegt. Dies führt zu konstanten Stromgestehungskosten bis 2035 (10,14 bis 14,74 €_{Cent}/kWh ohne die Erträge aus Wärmeerzeugung).

1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Die Dekarbonisierung und der Umbau der Energieversorgung sind sowohl mit technischen als auch ökonomischen Anstrengungen verbunden. Die Kosten der Stromerzeugung sind stark abhängig von den Kosten für Ausbau und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen. Insbesondere die Kosten für erneuerbare Energietechnologien haben sich in den letzten Jahren stark verändert. Getrieben wird diese Entwicklung durch technologische Innovationen wie den Einsatz günstigerer und leistungsfähigerer Materialien, reduzierten Materialverbrauch, effizientere Produktionsprozesse, Steigerung von Wirkungsgraden sowie die automatisierte Massenproduktion von Komponenten. Aus diesen Gründen ist das Ziel dieser Studie, die aktuelle und die zukünftige Kostensituation möglichst transparent in Form der Stromgestehungskosten zu analysieren.

Zentrale Inhalte dieser Studie

- Analyse der aktuellen Situation und der zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik (PV), Windenergieanlagen (WEA) und Biogasanlagen in Deutschland
- Ökonomische Modellierung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten (Stand Anfang 2018) für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen auf Basis von marktüblichen Finanzierungskosten
- Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
- Prognose der zukünftigen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien bis 2035 unter Verwendung von Lernkurvenmodellen und Marktwachstumsszenarien
- Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken (CSP) für sonnenreiche Standorte
- Analyse von Stromgestehungskosten von PV-Speichersystemen

Um die üblichen Variationen der Marktpreise und Schwankungen in den Volllaststunden innerhalb der jeweiligen Technologie realistisch abbilden zu können, werden obere und untere Preisgrenzen angegeben. Diese Preisober- und Untergrenzen basieren auf einer Technologiekostenanalyse, die Kosten einzelner Komponenten, Markt- und Literaturrecherche sowie aktuelle Meldungen zu Kraftwerken berücksichtigt. Es ist zu beachten, dass sich Marktpreise häufig an geltenden Einspeisetarifen orientieren und sich damit nicht immer im freien Wettbewerb befinden. Nicht berücksichtigt sind Charakteristika einzelner Technologien, die nicht in Stromgestehungskosten abgebildet werden können, wie beispielsweise Vorteile einer einfach integrierbaren Speicherung, Anzahl der Volllaststunden, dezentrale Stromerzeugung, Fähigkeit zum Lastfolgebetrieb und tageszeitabhängige Verfügbarkeit. Die Technologien werden anhand marktüblicher Finanzierungskosten und historisch belegter Lernkurven bewertet und gegenübergestellt. Als Referenz werden die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken (Braunkohle-, Steinkohle-, GuD- und Gaskraftwerke) berechnet.

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

Spezifische Anschaffungskosten

für Bau und Installation der Anlagen mit Ober- und Untergrenzen; ermittelt aus aktuellen Kraftwerks- und Marktdaten

Standortbedingungen

mit typischem Strahlungs- und Windangebot für unterschiedliche Standorte oder mit Volllaststunden im Energiesystem

Betriebskosten

während der Nutzungszeit der Anlage

Lebensdauer der Anlage

Finanzierungsbedingungen

am Finanzmarkt ermittelte Renditen und Laufzeiten aufgrund technologiespezifischer Risikoaufschläge und länderspezifischer

scher Finanzierungsbedingungen, unter Berücksichtigung des Anteils von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung.

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

Photovoltaikanlagen (PV)

Module auf Basis von kristallinen Siliciumsolarzellen

- Dachinstallierte Kleinanlagen (5 bis 15 kWp) – "PV Dach klein"
- Dachinstallierte Großanlagen (100 - 1000 kWp) – "PV Dach groß"
- Freiflächenanlagen (größer 2 MWp) – "PV frei"

Für die PV-Anlagen werden Standorte in Deutschland mit einer horizontalen Globalstrahlung von 950 bis 1300 kWh/(m²a) untersucht. Es wurden Standardmodule mit multikristallinen Siliciumsolarzellen berücksichtigt.

Windenergieanlagen (WEA)

- Onshore (2 - 4 MW)
- Offshore (3 - 6 MW)

Betrachtet wird der Betrieb von Onshore-WEA in Deutschland bei 1800 bis 3200 Volllaststunden pro Jahr sowie von Offshore-WEA bei 3200 bis 4500 Volllaststunden pro Jahr.

Biogasanlagen

- Biogasanlagen (> 500 kW) mit Substrat (Silomais und Schweinegülle)

Für die gesamte Betrachtungsdauer wird ein konstanter Substratpreis in Höhe von 3,03 €_{Cent}/kWh_{th} angenommen, da zum heutigen Zeitpunkt keine Kostensteigerungen in der Zukunft erwartet werden (Scheftelowitz et al. 2016). Der Betrieb als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit zusätzlicher Wärmeausleitung und damit erreichbare Erträge sind in dieser Studie nicht hinterlegt.

Konventionelle Kraftwerke

- Braunkohlekraftwerke (1000 MW)
- Steinkohlekraftwerke (800 MW)
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)
- Gasturbinenkraftwerke (GT, 200 MW)

Zum Vergleich werden die Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Volllaststunden sowie für Preise von CO₂-Emissionszertifikaten und Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas) analysiert.

Solarthermische Großkraftwerke (CSP)

- Parabolrinnenkraftwerke (100 MW) mit Wärmespeicher "CSP"

Für Standorte mit hoher Solarstrahlung werden neben der Photovoltaik-Technologie auch die solarthermischen Großkraftwerke (concentrated solar power) untersucht. Da CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse auf Standorte mit einer Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) (beispielsweise in Spanien) und Standorte mit 2500 kWh/(m²a) (beispielsweise in den MENA-Staaten).

Von den solarthermischen Kraftwerkstechnologien wird nur die Parabolrinnentechnologie analysiert. Fresnelsysteme und Turmkraftwerke, die derzeit auch entwickelt und gebaut werden, werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Studie, Version 2018 - Änderungen zu den vorherigen Studien

Die vorliegende Studie ist eine methodische und inhaltliche Aktualisierung der Versionen Dezember 2013 (Kost et al. 2013), Mai 2012 (Kost et al. 2012) und Dezember 2010 (Kost und Schlegl 2010) und greift aktuelle Trends in der Kostenentwicklung der letzten vier Jahre auf. Außerdem haben sich im Rahmen dieser Studie Änderungen ergeben, welche im Folgenden erläutert werden.

In der vorliegenden Studie werden die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen erweitert. Die Analyse umfasst nun auch das Konzept von PV-Speicheranlagen, das insbesondere von privaten Haushalten und privaten Investoren zur Eigenstromversorgung genutzt wird. Die Größenklassen der PV-Anlagen wurden auf die aktuelle Marktsituation in Deutschland angepasst (Kleine PV-Aufdachanlagen zwischen 5 und 15 kW, größere Aufdachanlagen auf Betrieben oder Geschäftsgebäuden und große Freiflächenanlagen zwischen 2 und 10 MW).

Bei WEA erfolgt keine Unterteilung in Starkwind- und Schwachwindanlagen. Durch den Trend des steigenden Verhältnisses des Rotordurchmessers zur Generatorkennleistung sowie der steigenden Nabenhöhe von WEA werden sowohl für Onshore-

WEA als auch Offshore-WEA jährlich steigende Volllaststunden unterstellt. Dieser Trend rechtfertigt die leicht steigenden Anlagekosten im Vergleich zum Jahr 2013. In der Zukunft wird jedoch erwartet, dass diese Kosten sinken werden.

Für WEA werden neben den variablen Betriebskosten auch fixe Kosten berücksichtigt. Fixe Betriebskosten setzen sich aus den ertragsunabhängigen Wartungs- und Reparaturkosten, Betriebsführungs- und Pachtkosten sowie den Kosten für die Versicherung zusammen. Auch für die konventionellen Kraftwerke werden sowohl fixe als auch variable Betriebskosten berücksichtigt, welche einen erheblichen Anteil der Stromgestehungskosten bilden, da diese neben den Kosten für Hilfs- und Rohstoffe die Brennstoffkosten sowie die Kosten für die CO₂-Zertifikate beinhalten.

Da die Marktsituation von konventionellen Kraftwerken aus heutiger Sicht ungewiss ist, wird für diese eine hohe Bandbreite an Inputparametern für Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Volllaststunden gewählt. Für die CO₂-Zertifikatspreise werden insbesondere höhere Bandbreiten im Vergleich zur letzten Studie gewählt, um die hohe Unsicherheit widerzuspiegeln.

Aufgrund eines aktuell noch niedrigeren Zinsniveaus als im Jahr 2013 ergeben sich günstigere Finanzierungsbedingungen für Kraftwerke. Lag der Zinssatz für 20-jährige Bundesanleihen im Jahr 2013 noch bei etwa 2,6 %, so ist er im Jahr 2017 auf durchschnittlich 1,07 % gesunken (Stand: November 2017). In den zukünftigen Jahren wird jedoch eine Zinserhöhung erwartet. Daher wird mit einem nur gering niedrigeren Zinsniveau gerechnet, im Vergleich zu Vorgängerstudie, da ein Anstieg impliziert wird.

2. HISTORISCHE ENTWICKLUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

In den vergangenen 15 Jahren verzeichnete der weltweite Markt für erneuerbare Energien ein starkes Wachstum (siehe Abbildung 3). Besonders in den letzten Jahren hat eine zunehmende Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken dem globalen Markt für erneuerbare Energien einen zusätzlichen Schub gegeben, der bis dahin vor allem von staatlichen Förderprogrammen getragen wurde. Die Festsetzung von Langfristzielen in der Energiepolitik schuf in vielen Staaten zusätzlich ein immer stabileres Investitionsklima. Die Gesetzgeber in zahlreichen Staaten reagierten damit auf die absehbare Verknappung und Verteuerung von fossilen Energieträgern und die Klimaproblematik. Gleichzeitig entstanden und entstehen immer mehr Technologieanwendungen, in denen erneuerbare Energien auch ohne Investitionsunterstützung wettbewerbsfähig sind.

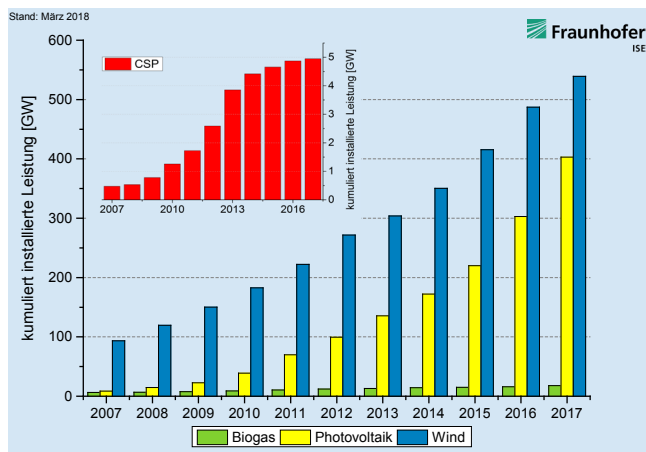


Abbildung 3: Global kumuliert installierte Kapazität 2007-2017 von WEA, PV, Biogas und CSP nach GWEC 2018, REN21 und IRENA 2018. Die Werte von 2017 sind vorläufig.

Das starke Marktwachstum von erneuerbaren Energien und die hohen Investitionen in neue Kraftwerke gingen einher mit intensiven Forschungsanstrengungen, die in verbesserten Systemlösungen mit höheren Wirkungsgraden, niedrigeren Produktionskosten sowie geringeren Betriebskosten mündeten. In Kombination mit zunehmender Massenfertigung konnten die spezifischen Investitionskosten und damit die Stromgestehungskosten aller hier analysierten Technologien mit Ausnahme von Biogaskraftanlagen deutlich gesenkt wer-

den. Weiter sinkende Stromgestehungskosten wiederum werden die Absatzpotentiale der Technologien in den kommenden Jahren deutlich wachsen lassen und zu einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung der erneuerbaren Energien beitragen (AEE 2015).

Der Umfang des weltweiten Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten von erneuerbaren Energien inklusive Wasserkraft-Großkraftwerken wird durch die installierte Gesamtleistung von über 2000 GW bis Ende 2016 deutlich steigen (REN21 2017). Zum Vergleich: Die weltweit aktuell installierte Leistung von Kernkraftwerken beträgt knapp 400 GW (IAEA 2018). Während im Zeitraum 2000 bis 2012 die installierte Leistung von Kernkraftwerken nur um 9 GW zugenommen hat, waren es 266 GW bei Wind und knapp 100 GW bei Solaranlagen (Schneider M. und Forggatt 2013).

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen, aber auch aufgrund von 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. Die installierte Leistung summiert sich aktuell auf 539 GW, wobei die Neuinstallationen im Jahr 2017 etwa 52 GW erreichten (GWEC 2018). Die installierte Leistung der Photovoltaik summiert sich zum Ende des Jahres 2017 auf 403 GW und ist somit geringer als die der Windkraft. Dennoch wurden im Jahr 2017 mit 100 GW deutlich mehr Kapazitäten an PV-Leistung als an Windleistung zugebaut (PV magazine 2018). Im Jahr 2012 hingegen lag die Neuinstallation von Windkapazitäten noch über der von PV-Kapazitäten. In Deutschland beträgt die gesamte installierte Windleistung im Jahr 2017 knapp 56 GW und hat somit die Gesamtleistung an PV-Kapazitäten mit etwa 43 GW überschritten (Fraunhofer ISE 2017A).

Die gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten von WEA an windstarken Onshore-Standorten ermöglichten die Etablierung der Windkraft in einer Vielzahl von Märkten, darunter

auch in einigen Schwellen- und Entwicklungsländern. Trotz guter Wachstumsprognosen für die Offshore-Windkraft haben Probleme in der Realisierungsphase von neuen Anlagen dazu geführt, dass sie aktuell nur einen Anteil von gut 3 % an der Gesamtkapazität aller installierten WEA erreicht. Einer teilweise hohen Priorisierung der Offshore-Windenergie steht bei derzeitigen Projektrealisierungen ein hoher Mehraufwand für die technische Umsetzung gegenüber, der häufig zu Projektverzögerungen führt.

Der Photovoltaikmarkt hat sich durch den Ausbau der Produktionskapazitäten insbesondere in Asien unter Verwendung von hochautomatisierten Fertigungsstraßen ebenfalls zu einem wichtigen Segment innerhalb der erneuerbaren Energien entwickelt. Durch erhebliche Produktionsüberkapazitäten kommt es seit 2009 zu einem hohen Wettbewerb innerhalb der PV-Industrie. Dies führt seit 2011 zu deutlichen Preisrückgängen und teilweise nicht erwarteten Marktdynamiken.

Der Markt für Biogasanlagen ist in den letzten 10 Jahren in Deutschland am stärksten gewachsen, gefolgt von Österreich und England. Ein Markt für Biogasanlagen entwickelt sich zunehmend auch in den USA sowie in China. Der Grund liegt vor allem in den Vergütungsregelungen der jeweiligen Länder.

Neben den oben beschriebenen Technologien, die in Deutschland zur Anwendung kommen, können in Ländern mit höherer Solarstrahlung solarthermische Kraftwerke eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung spielen. CSP-Kraftwerke wurden, nach ersten Anlageninstallationen in den 80er Jahren in den USA, in einigen Ländern seit 2007 wieder entdeckt, sodass inzwischen 4500 MW (vor allem in Spanien und in den USA) installiert sind (Daten aus eigener Marktrecherche). Vor allem in den sonnen-

reichen MENA-Staaten (Middle East and North Africa) wird das Konzept der CSP-Kraftwerke aufgrund der Vorteile der thermischen Energiespeicherung und der Möglichkeit einer hohen lokalen Wertschöpfung von politischen Entscheidungsträgern derzeit weiter verfolgt.

Für die Prognose der Stromgestehungskosten bis 2035 nutzt diese Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen. So konnten besonders für die Windtechnologie und Silicium-PV in den letzten 20 Jahren hohe LR von bis zu 20% beobachtet werden (Fraunhofer ISE 2017B). Den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien für jede Technologie mit einer Prognose der zukünftigen Marktentwicklungen zu Grunde gelegt, die aus Referenzszenarien verschiedener Studien entnommen sind (Tabelle 11 im Anhang). Aus den technologiespezifischen Marktszenarien ergibt sich für jede Technologie ein Entwicklungshorizont, der jedoch von zahlreichen technologischen, energiepolitischen und wirtschaftlichen Entscheidungsvariablen in den kommenden zwanzig Jahren beeinflusst wird. Für alle Technologien besteht eine erhebliche Unsicherheit über die tatsächlich realisierbare Marktentwicklung bis zum Jahr 2035, da diese sehr stark von der Höhe der spezifischen Investitionen und der nutzbaren Volllaststunden, der Notwendigkeit zur 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 aktueller Marktentwicklungen aus verschiedenen Referenzszenarien und technologiespezifischen Annahmen wie LR und Volllaststunden.

3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Technologie- und Finanzierungsparameter

Eine detaillierte Erläuterung der Methodik zur Berechnung von Stromgestehungskosten (engl. LCOE = Levelized Costs of Electricity) befindet sich im Anhang auf Seite 31.

Für alle Technologien wird auf Grundlage der Datenrecherche eine obere und untere Preisgrenze ohne Berücksichtigung von Ausreißern ermittelt, zwischen denen die marktüblichen Kosten für die Installation der Anlagen variieren. Es werden für alle Standorte einheitliche Investitionshöhen angenommen. In der Praxis ist zu berücksichtigen, dass die Anlageninvestitionen in noch nicht entwickelten Märkten oder an wenig entwickelten Standorten deutlich höher liegen können. Tabelle 1 gibt die Investitionshöhen in EUR/kW Nennleistung aller betrachteten Technologien an, die aus einer Marktrecherche zu aktuellen Kraftwerksinstallationen in Deutschland sowie unter Berücksichtigung externer Marktstudien ermittelt wurden. Die Werte enthalten keine Mehrwertsteuer.

Im Bereich Photovoltaik können anhand der Anlagengröße obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von Kleinanlagen bis 15 kWp, große Dachanlagen bis 1000 kWp und Freiflächenanlagen angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt bzw. Bau der Anlage berechnet werden. Die finanzielle Lebensdauer wurde für PV-Anlagen mit 25 Jahren angesetzt. Die Erfahrungen des Fraunhofer ISE im Bereich des Anlagenmonitoring spiegeln aber auch längere Lebensdauern und Einsatzzeiten von PV-Anlagen wider.

Die Daten für Offshore-Windenergie wurden aus laufenden und abgeschlossenen Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee gewonnen. Die Eingangsparameter für Onshore-Windenergieanlagen sind ebenfalls aus aktuellen, geplanten und kürzlich abgeschlossenen Projekten entnommen.

Stromerzeugung aus Biomasse wurde ausschließlich für Anlagen zur Verbrennung von Biogas basierend auf unterschiedlichen Substraten berechnet. Die dabei verwendeten Substrate sind Schweinegülle und Silomais, wobei Silomais mit einem massebezogenen Anteil von 40% berücksichtigt wurde. Die Wärmeerzeugung in Form von Heizenergie durch Biogasanlagen stellt einen wichtigen Betriebsparameter dar und erhöht die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. In die Berechnung der Stromgestehungskosten fließt sie an dieser Stelle jedoch nicht ein. In dieser Studie wird eine typische Biogasanlagen mit einer Größe von 500 kW_{el} abgebildet, da Biogasanlagen der Leistungsklasse größer-gleich 500 kW derzeit den höchsten Marktanteil besitzen (Stenull et al. 2011; Fachverband Biogas 2017). Derzeit ist eine Vielzahl von Bioenergieanlagen in Betrieb. Die Anlagengröße liegt häufig zwischen 70 und 1000 kW_{el}, wobei die Stromerzeugung mit festen, flüssigen oder gasförmigen Biobrennstoffen erfolgt. Neuanlagen oder Anlagenerweiterungen werden vor allem im Biogassektor vorangetrieben (DFBZ 2012). Zudem werden zukünftig zur Integration hoher Anteile der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen flexible Kraftwerke benötigt (VDE 2012). Der flexible Betrieb von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb ist möglich.

CAPEX [EUR/kW]	PV Dach Kleinanlagen (5-15 kWp)	PV Dach Großanlagen (100-1000 kWp)	PV Freifläche (ab 2 MWp)	Wind Onshore	Wind Offshore	Biogas	Braunkohle	Steinkohle	GuD	GT
Investment 2018 niedrig	1200	800	600	1500	3100	2000	1600	1300	800	400
Investment 2018 hoch	1400	1000	800	2000	4700	4000	2200	2000	1100	600

Tabelle 1: Spezifische Anlagenkosten EUR/kW bei aktuellen Kraftwerksinstallationen.

Die im Folgenden motivierten und diskutierten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für den Zeitpunkt Anfang 2018 und zukünftige Anlagen ein (Tabelle 2). Die Finanzierungsparameter wurden seit den ersten Studien von 2010, 2012 und 2013 weiter analysiert und auf die Risiko- und Investorenstruktur der einzelnen Technologien angepasst. Aktuell sind die verfügbaren Finanzierungsbedingungen sehr günstig, wodurch die Kapitalkosten unterhalb von den Werten der Studie in 2013 angesetzt wurden. Bei der Betrachtung der zukünftigen Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass die Finanzierungsbedingungen (in Form von Fremd- oder Eigenkapitalrenditen) wieder ansteigen können.

In vielen Studien werden oftmals identische Diskontierungssätze für alle untersuchten Technologien und Standorte angesetzt, wodurch es zu Abweichungen von den tatsächlichen Stromgestehungskosten kommt. Die Diskontierungssätze werden in dieser Studie daher technologieabhängig über die marktüblichen Kapitalkosten (weighted average costs of capital - WACC) der jeweiligen Investition bestimmt und setzen sich anteilig aus Fremdkapitalzins und Eigenkapitalrendite zusammen. Großkraftwerke, die von großen institutionellen Investoren errichtet und betrieben werden, haben auf Grund der vom Investor geforderten Eigenkapitalrendite einen höheren gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) als Kleinanlagen oder Anlagen mittlerer Größe, die von Privatpersonen oder Genossenschaften errichtet werden. Die von Investoren geforderten Kapitalrenditen für Technologien mit kurzer Markthistorie – wie Offshore-Wind – sind zudem höher als bei etablierten Technologien. Es ist zu

erwarten, dass sich die Finanzierungsparameter nach einer entsprechenden Zunahme der installierten Leistung angleichen werden, da die Risikozuschläge für neue Technologien mit zunehmender Erfahrung absinken.

Da sich der WACC aus marktüblichen Zinssätzen und Renditeerwartungen ableitet, die in nominalen Werten angegeben werden, werden zunächst die nominalen Werte des WACC berechnet. Dieser nominale Wert wird dann unter Berücksichtigung einer angenommenen Inflationsrate von 2% p.a. in einen realen Wert umgerechnet.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist es entscheidend, dass alle auftretenden Zahlungsströme entweder nominal oder real angesetzt werden. Eine Vermischung realer und nominaler Größen ist fehlerhaft und unzulässig. Um die Berechnung auf Basis nominaler Werte durchzuführen, müsste zunächst die jährliche Inflationsrate bis 2035 prognostiziert werden. Da die Prognose der Inflationsrate über lange Zeitraum sehr ungenau und schwierig ist, werden Kostenprognosen für lange Zeiträume meist mit realen Werten durchgeführt. Alle in dieser Studie angegebenen Kosten beziehen sich deshalb ebenfalls auf reale Werte von 2018. Die Angabe von Stromgestehungskosten für zukünftige Jahre in den Szenariengrafiken bezieht sich immer auf die Neuinstallationen in den jeweiligen Jahren. Bei einer einmal errichteten Anlage bleiben die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über die Lebensdauer konstant und sind damit identisch mit der Angabe im Jahr der Installation.

	PV Dach Kleinanlagen (5-15 kWp)	PV Dach Großanlagen (100-1000 kWp)	PV Freifläche (ab 2000 kWp)	Wind Onshore	Wind Offshore	Biogas	Braunkohle	Steinkohle	GuD	GT
Lebensdauer in Jahren	25	25	25	25	25	30	40	40	30	30
Anteil Fremdkapital	80%	80%	80%	80%	70%	80%	60%	60%	60%	60%
Anteil Eigenkapital	20%	20%	20%	20%	30%	20%	40%	40%	40%	40%
Zinssatz Fremdkapital	3,5%	3,5%	3,5%	4,0%	5,5%	4,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Rendite Eigenkapital	5,0%	6,5%	6,5%	7,0%	10,0%	8,0%	11,0%	11,0%	10,0%	10,0%
WACC nominal	3,8%	4,1%	4,1%	4,6%	6,9%	4,8%	7,7%	7,7%	7,3%	7,3%
WACC real	1,8%	2,1%	2,1%	2,5%	4,8%	2,7%	5,6%	5,6%	5,2%	5,2%
OPEX fix [EUR/kW]	2,5% von CAPEX	2,5% von CAPEX	2,5% von CAPEX	30	100	4,0% von CAPEX	36	32	22	20
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0	0,005	0,005	0	0,005	0,005	0,004	0,003
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0,0025	0,0025	0,0025	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 2: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung. Der reale WACC ist mit einer Inflationsrate von 2% berechnet.

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 ein möglichst hoher Anteil an günstigem Fremdkapital wünschenswert. Dieser wird jedoch ebenfalls durch das projektspezifische Risiko begrenzt: Je höher das Ausfallrisiko, desto weniger Fremdkapital wird von den Banken zur Verfügung gestellt. Da Offshore-Windparks nach wie vor ein höheres projektspezifisches Risiko als beispielsweise Onshore-Windkraftanlagen aufweisen, sind die durchschnittlichen Kapitalkosten entsprechend höher. Stehen Förderkredite in ausreichender Höhe zur Verfügung – beispielsweise von der KfW-Bankengruppe – können je nach Technologie Fremdkapitalzinssätze von rund 2 bis 4% erzielt werden. Dies ist momentan für PV Kleinanlagen der Fall, für die der effektive Zins eines KfW-Förderkredits in der höchsten Bonitätsklasse derzeit bei nur 2,63 % liegt – bei 20-jähriger Laufzeit und 20-jähriger Zinsbindung (KfW 2018). Da zurzeit ein sehr niedriges Zinsniveau vorliegt und in Zukunft eine Steigerung des Zinssatzes erwartet wird, werden die Fremdkapitalrenditen für PV Anlagen mit 3,5% etwas höher angesetzt.

Bei länderübergreifenden Standortvergleichen ist zu beachten, dass sich neben den Umweltfaktoren wie Einstrahlung und Windangebot auch die Finanzierungsbedingungen ändern. 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 Investitionen in regenerative Kraftwerke.

Untersuchte Standortbedingungen

Einstrahlung – Volllaststunden

Die Höhe des Stromertrages am Standort des Kraftwerkes stellt einen wichtigen Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten dar. Bei Solartechnologien spielt hierbei, je nach Technologie, die Höhe der diffusen oder direkten Solarstrahlung eine Rolle. Abhängig von der Windgeschwindigkeit lassen sich Volllaststunden aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort einer WEA berechnen. Bei Biogasanlagen hingegen ist die Anzahl der Volllaststunden nicht dargebotsabhängig, sondern wird von den Faktoren Nachfrage, Verfügbarkeit des Substrats und Anlagenauslegung bestimmt.

Deshalb sollen exemplarisch Standorte mit spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung sowie Standorte mit spezifischen Volllaststunden für WEA untersucht werden (siehe Tabelle 3). An typischen Standorten in Deutschland trifft eine Globalstrahlung (GHI, global horizontal irradiance – bestehend aus diffuser und direkter Strahlung) im Bereich zwischen 950 und 1300 kWh pro m² und Jahr auf die horizontale Fläche auf (Abbildung 25). Dies entspricht einer Solarstrahlung zwischen 1100 bis 1510 kWh/(m²a) auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage. Nach Abzug von Verlusten innerhalb des PV-Kraftwerkes ergibt dies einen mittleren jährlichen Stromertrag zwischen 935 und 1280 kWh pro installiertem kWp.

Das Windangebot ist ebenfalls standortabhängig. Onshore-Anlagen können an schlechten Standorten Volllaststunden von nur 1800 Stunden pro Jahr aufweisen. Die Höhe der Volllaststunden kann jedoch an ausgewählten küstennahen Standorten in Deutschland Werte von bis zu 3200 Stunden errei-

PV-Anlage (Standardmodule)	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Einstrahlung auf PV-Module bei optimalen Neigungswinkel [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kWp bei optimalem Neigungswinkel [kWh/a]
Deutschland Norden	950	1100	935
Deutschland Mitte	1120	1300	1105
Deutschland Süden	1300	1510	1280
Windenergieanlage (2 - 5 MW)	Windgeschwindigkeit auf 120m Nabenhöhe [m/s]	Wind-Volllaststunden [h]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Onshore: Binnenland Deutschland	5,5	1800	1800
Onshore: Norddeutschland	6,4	2500	2500
Onshore: Küstennahe und windreiche Standorte Deutschland	7,8	3200	3200
Offshore: geringe Entfernung von Küste	7,8	3200	3200
Offshore: mittlere Entfernung von Küste	8,7	3600	3600
Offshore: sehr gute Standorte	10,3	4500	4500

Tabelle 3: Jahreserträge an typischen Standorten von PV und Wind (Quelle: Fraunhofer ISE).

chen. Der durchschnittliche Wert der im Jahr 2016 errichteten Onshore-WEA liegt bei 2721 Volllaststunden pro Jahr (Fraunhofer IWES 2018). Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 3200 Stunden pro Jahr in Küstennähe und bis zu 4500 Stunden pro Jahr an küstenferneren Standorten in der Nordsee. Angesichts des Trends immer größerer Anlagendimensionen sowie der Errichtung von Anlagen in Küstenferne wird angenommen, dass Offshore-WEA bis zum Jahr 2050 im Idealfall eine Volllaststundenzahl von 5500 erreichen werden (Reuter und Elsner 2016). Dies entspricht einer jährlichen Steigung der Volllaststunden um 0,6 %. In diese Studie wird für Onshore-WEA eine jährliche Zunahme der Volllaststunden bei Neuanlagen um 0,5 % angenommen.

Biogasanlagen können in Deutschland problemlos eine Auslastung von 80 - 90 % erreichen, was über 7000 Volllaststunden pro Jahr entspricht. Vorangetrieben durch die durch das EEG eingeführte Flexibilitätsprämie wird immer häufiger eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen angestrebt, was zu sinkenden Volllaststunden führt. Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist die Erhöhung des flexiblen Anteils an der Stromproduktion der Biogasanlage. Dies dient dazu, die fluktuierende Einspeisung von Solar und Wind auszugleichen. Aus diesem Grund wird eine Bandbreite zwischen 5000 und 7000 Volllaststunden angesetzt.

Im Vergleich zu den meisten erneuerbaren Energietechnologien ist die jährliche Stromerzeugung und damit die Volllaststundenzahl eines konventionellen Kraftwerkes abhängig von der jeweiligen Nachfrage, den Kosten für fossile Brennstoffe und damit auch von der Wettbewerbsfähigkeit der Technologie im Energiesystem. Derzeit liegen die Volllaststunden von Braunkohle über alle Anlagen bei durchschnittlich 6950 Stunden. Bei Steinkohle werden durchschnittlich 5850 Stunden und bei wirtschaftlichen GuD-Kraftwerken 3500 Stunden erzielt (BMW 2017a). Im Zuge der Energiewende und steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sinken jedoch die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken. Diese Studie hinterlegt in der Berechnung bis 2035 für alle Neuanlagen kontinuierlich sinkende Volllaststunden (Braunkohle und Steinkohle -1% pro Jahr, GuD -0,5% pro Jahr, sowie GT konstante Volllaststunden). Bei Braunkohle sinkt somit der mittlere Wert der Volllaststunden im Jahr 2035 auf 5350 und bei GuD auf 3100. Höhere Volllaststunden können die Stromgestehungskosten von fossilen Kraftwerken verringern, falls dies die Wettbewerbs- oder Nachfragesituation zulässt, entsprechend führen geringere Volllaststunden zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten.

Brennstoffkosten

Die Substratkosten variieren für Biogasanlagen deutlich. Die Kosten unterscheiden sich aufgrund der Möglichkeiten des Zukaufs von Substraten oder der Verwendung von eigenerzeugten Substraten von Biogasbetreibern. Zudem sind die Anteile der unterschiedlichen Substrate von Anlage zu Anlage verschieden. Beispielsweise wurde im Betriebsjahr 2009 in einer Biogasanlage in Baden-Württemberg ein durchschnittlicher Substratmix mit 30% Gülle, 5% Festmist, 43% Silomais, 12% Grassilage, 5% Ganzpflanzensilage (GPS) und 5% sonstige Substrate verwendet (Stenull et al. 2011). Hierbei variiert der Methanertrag der einzelnen Substrate zwischen 106 Nm³/tFM (Tonne Feuchtmasse) für Silomais (Scholwin et al. 2011) und 12 Nm³/tFM für Schweinegülle (Taumann 2012). Für die Substrate fallen zudem unterschiedliche Kosten an. So liegen die Substratkosten für den Ankauf von Maissilage bei 31 EUR/tFM (Scholwin et al. 2011) und für Schweinegülle bei 3 EUR/tFM (DFBZ 2010). Für eigenerzeugte Substrate können die Substratkosten mit nahezu 0 EUR/tFM angesetzt werden. Mit der Umrechnung des Methanertrags und der Methanausbeute von 9,97 kWh/Nm³ werden in dieser Studie durchschnittliche Substratkosten von 0,03 EUR/kWh_{th} angesetzt.

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken sind Annahmen zu Wirkungsgraden und CO₂-Emissionen der Kraftwerke notwendig. Die Annahmen der typischen Kraftwerksgrößen liegen bei Braunkohle zwischen 800 und 1000 MW, bei Steinkohle zwischen 600 und 800 MW und bei GuD-Kraftwerken zwischen 400 und 600 MW je Standort bzw. bei GT-Kraftwerken um 200 MW. Durch weitere technische Verbesserungen steigt der Wirkungsgrad von Neuanlagen bei Braunkohle von 45% auf 48%, bei Steinkohle von 46% auf 51% und bei GuD von 60% auf 62%. Die Preispfade für Brennstoffe sind mit moderaten Steigerungen angenommen. Aufgrund einer möglichen Verknappung der CO₂-Zertifikate wird zudem ein langfristiger Anstieg des Zertifikatspreises angenommen (siehe Tabellen 4-6).

Brennstoff- preise [EUR/MWh]	2018	2020	2025	2030	ab 2035
Braunkohle	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Steinkohle	9,6	11,1	11,5	13,4	15,2
Erdgas	21,0	25,1	27,1	32,2	33,8
Substrat Bio- masse	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3

Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoffpreisen basiert auf Werten von (Prognos AG 2013; Hecking et al. 2017; Schlesinger et al. 2014; World Bank 2017; DLR Rheinland-Pfalz 2017; Scheffelowitz et al. 2016)

Wirkungsgrad konventionelle KW [%]	2018	2020	2030
Braunkohle	45,0	46,5	48,5
Steinkohle	46,0	50,0	51,0
GuD	60,0	61,0	62,0
Biomasse	40,0	40,0	40,0

Tabelle 5: Wirkungsgradentwicklung bei Großkraftwerken (Wietschel et al. 2010)

CO₂-Zertifikats- preise [EUR/t CO₂]	2018	2020	2025	2030	ab 2035
unterer Wert	5,3	5,0	12,5	20,0	30,0
oberer Wert	5,3	15,0	32,5	50,0	70,0

Tabelle 6: CO₂-Zertifikatspreis (eigene Setzung)

4. STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ENERGIETECHNOLOGIEN IN 2018

Im hier durchgeführten Technologievergleich werden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien PV, Wind und Biogas an Standorten in Deutschland anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren technischen und finanziellen Parametern ermittelt. Konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, GuD und Gasturbinen) werden ebenfalls unter verschiedenen Anlagenausprägungen sowie Annahmen für den Bau und den Betrieb dieser Kraftwerke untersucht.

In Süddeutschland betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen an Standorten mit horizontaler Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) zwischen 7,23 und 8,43 €_{Cent}/kWh

und bei einer Einstrahlung von 950 kWh/(m²a) in Norddeutschland zwischen 9,89 und 11,54 €_{Cent}/kWh. Die Ergebnisse sind abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1200 und 1400 EUR/kWp angesetzt wurden. PV-Dachanlagen bis 1000 kWp können heute in Süddeutschland Strom zu Gestehungskosten zwischen 4,95 und 6,18 €_{Cent}/kWh produzieren, in Norddeutschland zwischen 6,77 und 8,46 €_{Cent}/kWh, jeweils bei spezifischen Investitionen zwischen 800 und 1000 EUR/kWp. Freiflächenanlagen erreichen bereits heute Werte zwischen 3,71 und 4,95 €_{Cent}/kWh in Süddeutschland und 5,08 bis 6,77 €_{Cent}/kWh in Norddeutsch-

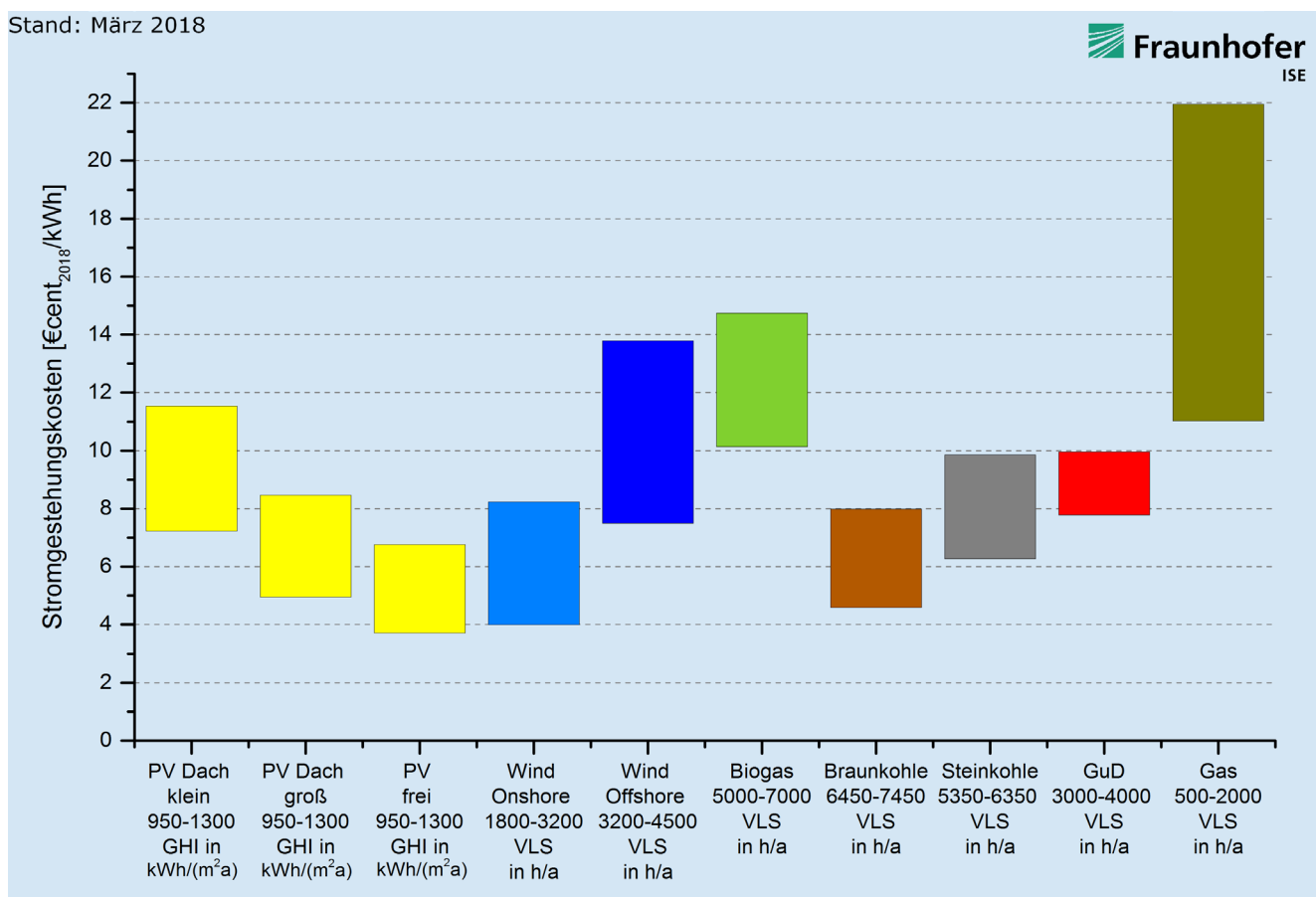


Abbildung 4: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Weitere Annahmen in Tabelle 4 bis 6.

land, da die günstigsten Anlagen bereits spezifische Investitionen von 600 EUR/kW oder 800 EUR/kW erreicht haben. Damit liegen die Stromgestehungskosten von allen PV-Anlagenarten in Deutschland deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte in Höhe von ca. 20 €_{Cent}/kWh ohne Mehrwertsteuer (entspricht einem Nettoarbeitspreis bei einem durchschnittlichen Endkundenstrompreis von 29 €_{Cent}/kWh veröffentlicht von BDEW 2017).

WEA mit durchschnittlichen Installationskosten von ca. 1500 EUR/kW weisen an Onshore-Standorten mit sehr hohen jährlichen Volllaststunden von 3200 Stromgestehungskosten von 3,99 €_{Cent}/kWh auf, jedoch sind diese Standorte in Deutschland begrenzt. Deshalb variieren die Kosten von Anlagen an schlechteren Standorten bis in einen Bereich von 8,23 €_{Cent}/kWh, wiederum abhängig von der spezifischen Investition sowie den dort erreichten jährlichen Volllaststunden (Tabelle 3). Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA, trotz höherer Volllaststundenzahl von 3200 bis 4500 pro Jahr, mit Werten zwischen 7,49 €_{Cent}/kWh und 13,79 €_{Cent}/kWh deutlich darüber. Nicht berücksichtigt in den Stromgestehungskosten ist die erheblich aufwändigere Netzanbindung für den Stromnetzbetreiber.

Die Stromgestehungskosten von Biogas betragen bei Substratkosten von 3,03 €_{Cent}/kWh_{th} zwischen 10,14 und 14,74 €_{Cent}/kWh. Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich unter den derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt mit den jeweiligen Volllaststunden und Brennstoffpreisen je Technologie folgende Stromgestehungskosten: Heute errichtete Braunkohlekraftwerke können Stromgestehungskosten mit 4,59 bis 7,98 €_{Cent}/kWh für die gewählten Betriebsparameter (mit einem heute sehr niedrigen CO₂-Preis und stark ansteigenden CO₂-Preis) ausweisen. Etwas höher liegen die Stromgestehungskosten von großen Steinkohlekraftwerken zwischen 6,27 und 9,86 €_{Cent}/kWh. GuD-Kraftwerke erreichen heute Werte zwischen 7,78 und 9,96 €_{Cent}/kWh. Deutlich höher liegen die Werte von Gaskraftwerken zwischen 11,03 und 21,94 €_{Cent}/kWh.

Zu berücksichtigen ist, dass die Berechnung der Stromgestehungskosten nicht die mögliche Flexibilität einer Erzeugungstechnologie oder Wertigkeit des erzeugten Stroms hinterlegt. Beispielsweise sind saisonale und tagesspezifische Erzeugung der einzelnen Technologien sehr verschieden. So sind Unterschiede durch den flexiblen Einsatz der Kraftwerke oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Bezug auf den erzielten Marktverkaufspreis von Strom nicht in der Höhe der Stromgestehungskosten berücksichtigt (siehe Kapitel 7).

Photovoltaik

Marktentwicklung und Prognose

Ende 2017 hat die global installierte PV-Leistung mehr als 400 GWp betragen, der weltweite Zubau in 2017 erreichte etwa 100 GWp. Dies bedeutet ein Marktwachstum von über 30% gegenüber 2016, als 76,6 GWp installiert wurden (Hill 2017). Der globale PV-Markt wird derzeit sowohl bei der Produktion als auch bei der Installation von China dominiert. Gleichwohl installieren immer mehr Ländern PV in einem signifikanten Umfang, da PV-Kraftwerke sich immer öfter im freien Wettbewerb durchzusetzen und damit unabhängig von Förderprogrammen realisiert werden können. Das PV-Marktwachstum wird somit mittlerweile auch von rein ökonomischen Gründen getrieben.

Performance Ratio von PV-Systemen

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig die Performance Ratio verwendet. Die Performance Ratio (engl. performance = Ertrag und ratio = Verhältnis) beschreibt das Verhältnis des tatsächlichen Energieertrages (elektrische Endenergie) eines PV-Systems zu dessen Nennleistung. Die Nennleistung eines PV-Systems wird üblicherweise in Kilowattpeak (kWp) angegeben. Sie beschreibt die unter normierten STC-Bedingungen (STC engl. für Standard Testing Conditions = Standard-Testbedingungen) gemessene Generatorleistung der PV-Module des PV-Systems. Der tatsächlich nutzbare Energieertrag des PV-Systems wird von den realen Betriebsbedingungen am Systemstandort beeinflusst. Abweichungen des Modulertrages im Vergleich zu STC-Bedingungen können sich aus unterschiedlichen Gründen ergeben, wie abweichende Einstrahlungswerte der Sonne, Abschattung und Verschmutzung der PV-Module, Reflexion an der Moduloberfläche bei Schrägeinfall des Lichtes, spektrale Abweichung vom Normspektrum sowie Erhöhung der Modultemperatur. Neben den abweichenden Betriebsbedingungen der PV-Module kommen weitere Verluste im PV-System hinzu, durch elektrische Fehlanpassung der Module, ohmsche Verluste in der AC- bzw. DC-Verkabelung, Wechselrichterverluste sowie gegebenenfalls Verluste im Transformator. Neue, optimal ausgerichtete PV-Anlagen erreichen in Deutschland Performance Ratios zwischen 80 und 90 % (Reich et al. 2012).

Daher ist davon auszugehen, dass der globale PV-Nachfragemarkt weiterhin stark wachsen wird. Die drei der Studie zugrunde gelegten Szenarien „High“, „Medium“ und „Low“ für die Marktentwicklung gehen alle von einer kontinuierlichen Reduzierung des jährlichen Marktwachstums aus. Das angenommene Marktwachstum in 2018 von 30%, 25,0% bzw. 20,0% für

die Szenarien „High“, „Medium“ und „Low“ flacht bis 2035 auf 10% (High, Medium) bzw. 5% (Low) ab. Für das Jahr 2035 ergeben die Szenarien eine Gesamtkapazität von 9000 GWp, 5200 GWp und 3000 GWp. Die Szenarien der kumuliert installierten Kraftwerksleistung sind in Tabelle 10 aufgeführt.

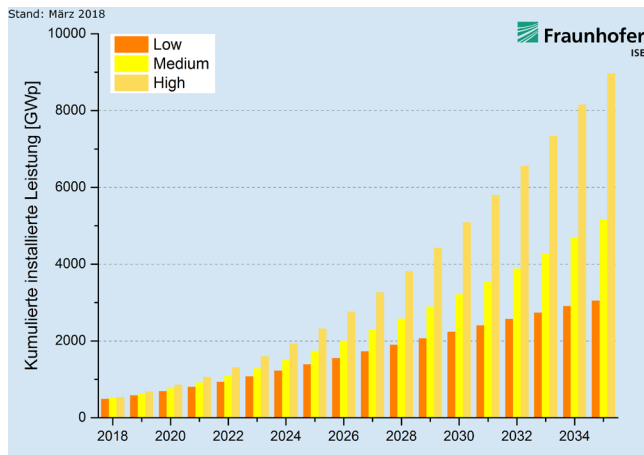


Abbildung 5: Szenarien für die Marktentwicklung der kumuliert installierten Kraftwerksleistung [GW] für PV 2018-2035, eigene Szenarien.

Preis- und Kostenentwicklung

Seit 2016 sind die Großhandelspreise für kristalline Module in Deutschland von durchschnittlich knapp 540 EUR/kWp (pvX-change 2018) auf 440 EUR/kWp (BSW 2018) im Jahr 2018 nochmals deutlich gefallen. Der niedrigste Netto-Preis für kristalline Module lag im ersten Quartal 2018 bei 340 EUR/kWp (BSW 2018). Dabei gab es eine Annäherung an das Preisniveau in China: Betrag der durchschnittliche Großhandelspreis im Jahr 2016 noch knapp 530 EUR/kWp, so fiel er im Jahr 2018 auf knapp 400 EUR/kWp (Stand 1. Quartal 2018). Im Jahr 2013 war die Preisspanne zwischen den Modulen in Deutschland und in China deutlich größer: Während die Preise in Deutschland bei etwa 770 EUR/kWp lagen, waren diese in China mit 550 EUR/kWp deutlich niedriger.

Auch die Kosten für Wechselrichter und BOS-Anlagenkomponenten (Balance-of-System Components) wie Montagesystem und Kabel sowie für deren Installation nahmen ab, wenn auch nicht im gleichen Maße wie die der PV-Module. Während 2005 der Kostenanteil der Solarmodule noch fast 75% der Systemkosten betrug, liegt dieser heute selbst bei Aufdachanlagen unter 50%. In Tabelle 1 sind Preisbänder für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen dargestellt. Die Kosten für eine kleine PV-Anlage (5 bis 15 kWp) liegen derzeit bei 1200 bis 1400 EUR/kWp. Bei größeren PV-Anlagen bis 1000 kWp liegen die Kosten gegenwärtig bei 800 bis 1000 EUR/kWp. PV-Freiflächenanlagen mit Leistungen über 2000 kWp erreichen Investitionskosten von 600 bis 800 EUR/kWp. Diese Werte ent-

halten sämtliche Kosten von Komponenten und zur Installation der PV-Anlage. Teilweise können Anlagen unter bestimmten Einkaufsbedingungen sogar unter den genannten Preisbändern realisiert werden.

Die Werte aktueller PV-Stromgestehungskosten werden für die verschiedenen Anlagengrößen und -kosten für unterschiedliche Einstrahlungswerte (laut Tabelle 3) in Abbildung 6 dargestellt. Die Zahl hinter der Anlagenleistung steht für die jährliche Einstrahlung am Standort der Anlage in kWh/(m²a). Anlagen im Norden produzieren ab etwa 935 kWh/(m²a), während Anlagen in Süddeutschland bis zu 1280 kWh/(m²a) liefern.

Die Preisdegression bei den Anlageninvestitionen führte zu nochmals deutlich geringeren PV-Stromgestehungskosten im Vergleich zu 2013. PV-Freiflächenanlagen können in Norddeutschland bereits Stromgestehungskosten von unter 5 €Cent/kWh erreichen, in Süddeutschland liegen diese unter 4 €Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten von großen PV-Dachanlagen liegen zwischen 8,46 €Cent/kWh in Norddeutschland und 4,95 €Cent/kWh in Süddeutschland. Kleine PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen Strom zu Gestehungskosten zwischen 11,54 und 7,23 €Cent/kWh und liegen damit deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte.

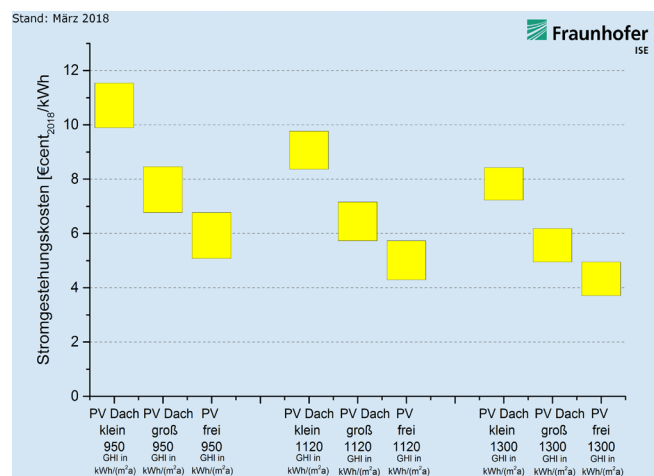


Abbildung 6: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland je Anlagentyp und Einstrahlung (GHI in kWh/(m²a)) im Jahr 2018.

Da die Photovoltaik entlang der gesamten Wertschöpfungskette und bei allen Komponenten immer noch ein deutliches Kostenreduktionspotential besitzt, ist – von möglichen Preisschwankungen aufgrund von speziellen Marktgeschehen abgesehen – mittel- und langfristig weiter mit sinkenden Investitions- und damit Stromgestehungskosten zu rechnen. Zudem wird sich die Lebensdauer der PV-Systeme erhöhen. Bereits heute bieten viele Modulhersteller Garantien auf die Leistungsfähigkeit der Module über 25 Jahre an. Bei einer Erhöhung der Lebensdauer der Anlage von 25 auf 30 Jahre sinken die Stromgestehungskosten der Anlagen um weitere 8,5%.

Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland zeigt die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 7). Dies erklärt den starken Rückgang der Stromgestehungskosten innerhalb des letzten Jahres aufgrund der gefallenen Modulpreise. Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben auch die Kapitalkosten der Investition (WACC), da hier Unterschiede relativ groß sein und leicht außerhalb der gezeigten Parametervariation von 80 bis 120 % liegen können. 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 bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren.

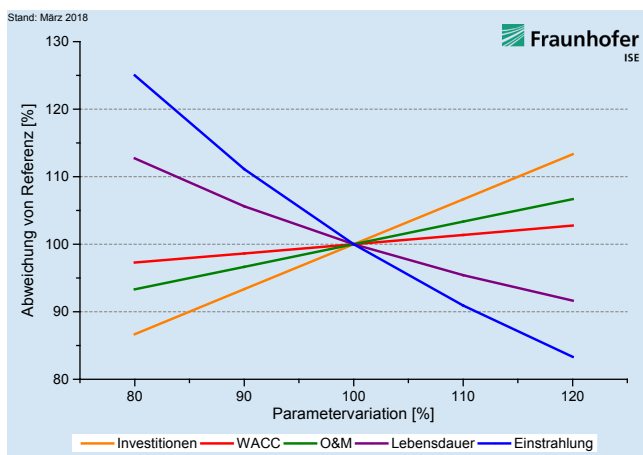


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1120 kWh/(m²a) und Investition von 1300 EUR/kW

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 zeigte sich in den vergangenen Jahren ein Wandel des Weltmarktes mit dem stärksten Wachstum in China, Indien und den USA (GWEC 2013).

Bis Ende 2017 stieg die Gesamtkapazität aller installierten WEA auf ein Volumen von mehr als 500 GW. Der Markt zeigte in der Vergangenheit ein kontinuierliches Wachstum. Es wird erwartet, dass die Gesamtkapazität der Onshore-Windenergie im Jahr 2025 gut 1100 GW und im Jahr 2030 etwa 1500 GW erreicht (GWEC 2017a; GWEC 2017b). Für die Offshore-Windenergie wird eine weltweite Gesamtkapazität von 65 GW im Jahr 2025 und im Jahr 2030 nahezu eine Verdoppelung auf knapp 126 GW angenommen (DW 2017; IRENA 2016).

Der Anteil der Windkraft an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beträgt im Jahr 2017 17,6 %, wovon 14,5% auf Onshore-WEA fällt (Burger 2017). Bei der regenerativen Stromerzeugung hat die Windkraft 2017 mit 46,6 % weiterhin den größten Anteil inne (Burger 2017).

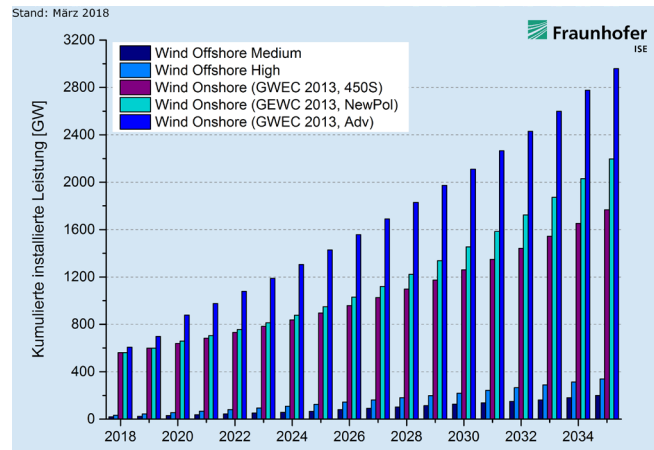


Abbildung 8: Marktprognosen kumulierter Windkraft 2017-2030 nach (GWEC 2013).

Die Stromgestehungskosten von WEA sind stark abhängig von den Standortbedingungen, sowohl in Bezug auf On- und Offshore-Anlagen, als auch aufgrund der erreichbaren Volllaststunden. Allgemein wird zwischen Stark- und Schwachwindstandorten unterschieden. Von Starkwindstandorten wird im Allgemeinen bei mittleren Windgeschwindigkeiten über 7,8 m/s gesprochen. Schwachwindstandorten finden sich in Deutschland häufig im Binnenland, wo zum einen die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit oftmals geringer und zum anderen die Rauigkeit des Bodens aufgrund von Bebauungen und Bewaldung größer ist.

Derzeit lässt sich beobachten, dass Hersteller von Windkraftanlagen vermehrt größere Turmhöhen sowie eine Erhöhung der überstrichenen Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorleistung anstreben. Dies geht mit einem Streben nach einer Ertragssteigerung einher, wodurch eine wirtschaftliche Nutzung an windschwächeren Standorten ermöglicht werden soll. Größere Turmhöhen und längere Rotorblätter führen jedoch auch zu höheren Material- und damit Installationskosten, die sich nur durch eine signifikante Erhöhung der Volllaststunden rechtfertigen und dadurch die Investition profitabel werden lassen. Durch die technische Weiterentwicklung ist bei zukünftigen Anlagen eine Steigerung der Volllaststunden zu erwarten, weswegen eine jährliche Erhöhung der Volllaststunden in der Berechnung von Stromgestehungskosten für WEA angenommen wird.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA werden für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s bzw. 6,4 m/s berechnet. Am ersten Standort werden so 1800 und am zweiten 2500 Volllaststunden pro Jahr

erreicht. Sehr gute Windstandorte an den Küsten sind durch einen Standort mit 7,8 m/s und einer Volllaststundenzahl von 3200 abgedeckt.

Wie in Abbildung 9 dargestellt, liegen die Stromgestehungskosten für Onshore-WEA an küstennahen Starkwindstandorten mit 3200 Volllaststunden zwischen 3,99 und 4,85 €_{Cent}/kWh. Standorte mit einem schwächeren Windangebot erzielen Stromgestehungskosten von 6,72 bis 8,23 €_{Cent}/kWh, abhängig von den spezifischen Investitionen. Wenn an dem betreffenden Standort 2500 Volllaststunden erreicht werden können, liegen die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen 4,97 bis 6,07 €_{Cent}/kWh unter den Stromgestehungskosten von neuen Steinkohlekraftwerken.

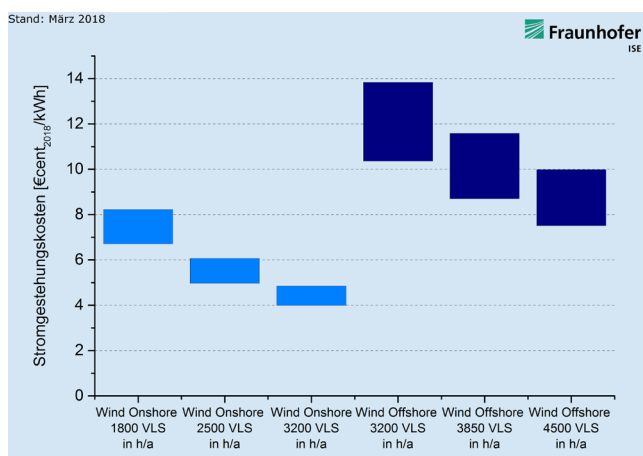


Abbildung 9: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden im Jahr 2018.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-WEA auch für Standorte mit höheren Volllaststunden (bis zu 4500 Volllaststunden) höhere Stromgestehungskosten als für Onshore-WEA. Dies ist dem notwendigen Einsatz von widerstandsfähigeren, teureren Materialien, der aufwändigen Verankerung im Meeresgrund, kostenintensiverer Installation und Logistik der Anlagenkomponenten sowie einem höheren Wartungsaufwand geschuldet. Jedoch ist zukünftig aufgrund von Lerneffekten mit sinkenden Anlagenkosten und niedrigeren Wartungskosten wegen zuverlässigeren Anlagen zu rechnen. Derzeit erreichen Offshore-WEA an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 7,79 bis 9,95 €_{Cent}/kWh (Abbildung 9). Diese häufig küstenfernen Standorte unterliegen jedoch dem Nachteil einer aufwändigen und teuren Netzanbindung, sowie der Notwendigkeit der Überbrückung der größeren Meerestiefe; Standorte mit einer geringeren Volllaststundenanzahl (3200 h) erzielen Stromgestehungskosten von 10,33 bis 13,79 €_{Cent}/kWh. Damit liegen Offshore-WEA unter fast allen Bedingungen (und Standorten) über den Stromgestehungskosten für Onshore-WEA. Der Vorteil von Offshore-Anlagen zeichnet sich durch die höhere Volllaststundenzahl sowie durch geringere Lärmbelastung und

höhere Akzeptanz in der Bevölkerung aus, wenn Untergrenzen für die Entfernung zur Küste und Umweltschutzauflagen eingehalten werden. Allerdings existieren immer noch Probleme der Netzanbindung, die die aktuellen Offshore-Projekte verzögern. 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 des höheren Aufwands für die Installation und Wartung begrenzt, wodurch die Erreichbarkeit eines mit Onshore-WEA vergleichbaren Niveaus derzeit schwierig erscheint. Jedoch zeigen die letzten Jahre, dass mit der Realisierung von zahlreichen Projekten die Kosten der Projekte schneller sinken als in früheren Studien erwartet.

Die Sensitivitätsanalyse für Onshore-WEA identifiziert Einsparungen bei der Anlageninvestition als primäres Ziel zukünftiger Kostenreduktionspotentiale. Wie bei der PV reagiert die Sensitivitätsanalyse auf diesen Parameter am stärksten. Darüber hinaus kann auch die Senkung der Wartungskosten einen wichtigen Beitrag liefern.

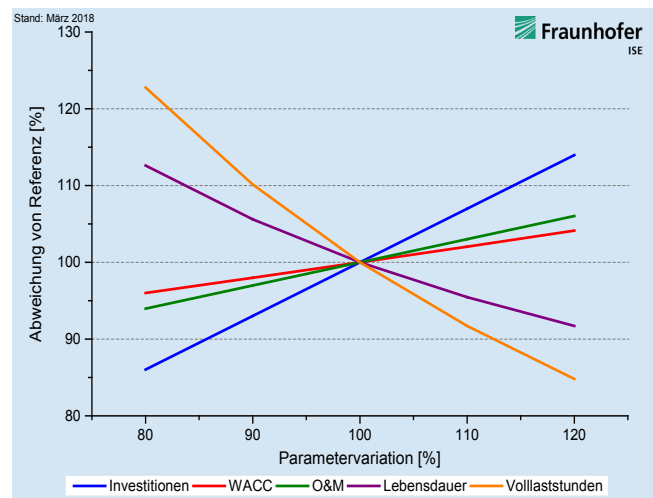


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse Onshore-WEA mit 2500 Volllaststunden, spezifische Investition von 1800 EUR/kWh.

Biogasanlagen

Der Markt für Biogasanlagen ist von zahlreichen Höhen und Tiefen geprägt. Während zwischen den Jahren 2009 und 2011 jährlich etwa 600 MW zugebaut wurden, lag der Zubau in den folgenden beiden Jahren lediglich bei etwa 240 MW. Im Jahr 2016 betrug die gesamte installierte Leistung von Biogasanlagen bei gut 4200 MW in Deutschland (Fachverband Biogas 2017). Trotz des Zubaus an Biogasanlagen in Deutschland lässt sich in den letzten Jahren keine Reduktion der spezifischen In-

vestitionskosten feststellen. So steigen sogar die spezifischen Investitionskosten von Anlagen zwischen den Jahren 2005 und 2009 (Stenull et al. 2011). Es wird daher keine LR für Biogasanlagen angesetzt.

In dieser Studie wird keine Wärmeauskopplung berücksichtigt, um eine Vergleichbarkeit zu den Stromgestehungskosten anderer Technologien zu wahren. Eine Wärmegutschrift ist daher in den Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt.

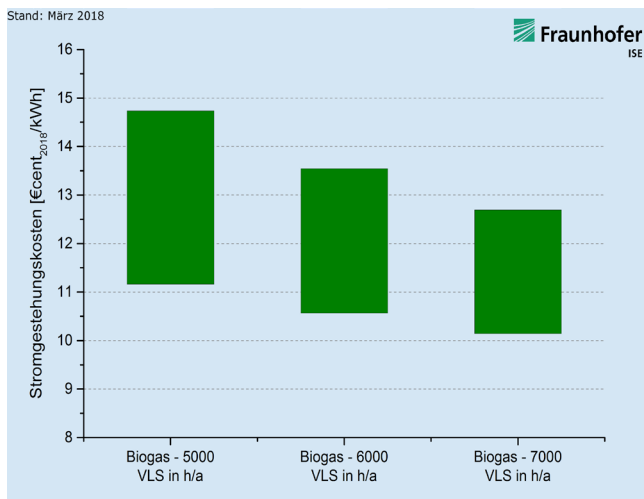


Abbildung 11: Stromgestehungskosten von Biogaskraftwerken bei unterschiedlichen Volllaststunden im Jahr 2018.

In Abbildung 11 sind die Stromgestehungskosten von großen Biogasanlagen (>500 kW_{el}) für unterschiedliche Volllaststunden dargestellt. Zudem fließen die spezifischen Investitionen mit Werten zwischen 2000 und 4000 EUR/kW in die Berechnung ein. Für Biogasanlagen mit hohen Volllaststunden und niedrigen spezifischen Investitionen ergeben sich Stromgestehungskosten von mindestens 10,14 €Cent/kWh, während die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen mit niedrigen Volllaststunden und hohen spezifischen Investitionen mit bis zu 14,74 €Cent/kWh deutlich höher ausfallen. Der größte Be-

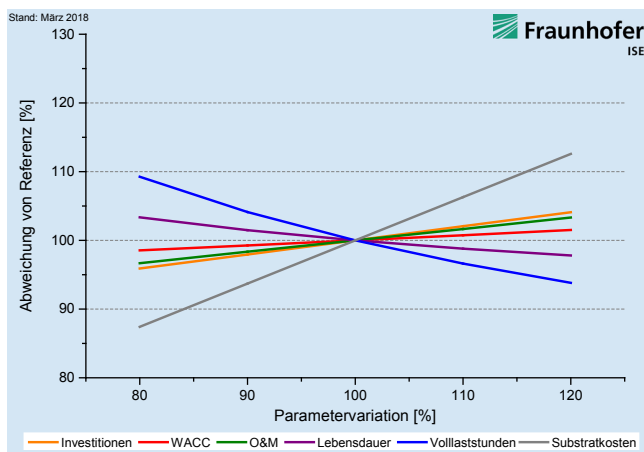


Abbildung 12: Sensitivitätsanalyse für Biomassekraftwerke mit spezifischer Investition von 3000 EUR/kW und 6000 Volllaststunden.

stimmungsfaktor der Stromgestehungskosten von Biogasanlagen sind die Substratkosten, aber auch die Volllaststunden haben einen großen Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten. So sinken die Stromgestehungskosten um gut 0,75 €Cent/kWh, wenn die Volllaststunden um 20% erhöht werden. Im Vergleich sinken die Stromgestehungskosten um 1,5 €Cent/kWh, wenn die Substratkosten um 20% verringert werden. Geringere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten weisen eine Veränderung der Lebensdauer und der O&M Kosten auf. Kann die Lebensdauer um 20% erhöht werden, sinken die LCOE lediglich um 0,25 €Cent/kWh, werden die O&M Kosten um 20% verringert, sinken die LCOE ebenfalls um 0,4 €Cent/kWh. Von den beobachteten Parametern hat eine Veränderung der WACC die geringste Auswirkung auf die Stromgestehungskosten.

Konventionelle Kraftwerke

Marktentwicklung und Prognose

Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke haben an der weltweit installierten Kraftwerksleistung mit rund 2000 GW einen derzeitigen Anteil von 32%. Damit wird weltweit die größte Menge an Strom (40%) durch Kohlekraftwerke produziert, gefolgt von Gaskraftwerken mit 22% (IEA 2017). Die größte Menge an Kohlestrom produziert China. Zugleich ist China mit 50 % des gesamten Kohlekonsums der größte Konsument (World Energy Council 2016). Der zweitgrößte Markt sind die OECD-Staaten Amerikas, gefolgt von den asiatisch-ozeanischen OECD-Staaten. Der viertgrößte Markt ist in Osteuropa und Eurasien, wobei die OECD-Staaten Europas die derzeit geringste Kohlestromproduktion haben. Indien, der Verband südasiatischer Nationen und Südafrika stellen Zukunftsmärkte dar.

Während im Jahr 2012 die Nettostromerzeugung durch Braunkohle in Deutschland noch bei 30% und die der Steinkohle bei 22% lag (BNetzA 2018, Kost et al. 2013), beträgt der Anteil der Braunkohle an der Nettostromerzeugung 2017 nur noch 24% und der der Steinkohle etwa 15% (Fraunhofer ISE 2018). Die installierten Leistungen von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken sind mit 20,9 GW und 28,32 GW seit dem Jahr 2002 nahezu konstant (Fraunhofer ISE 2017). Langfristig wird mit einem Rückgang der Braunkohlekapazitäten bis 2033 auf 11,8 GW gerechnet (50Hertz Transmission GmbH et al. 2013), die Steinkohlekapazitäten werden bis 2033 auf 20,2 GW sinken.

Gaskraftwerke

In 2017 waren weltweit rund 1700 GW an Gaskraftwerkskapazität installiert. Gaskraftwerke haben nach Kohlekraftwerken global damit den zweitgrößten Anteil an der Stromproduktion. Produziert wurde eine Strommenge von 4299 TWh (EIA 2017). Über die Hälfte aller Gaskraftwerke sind in den OECD-Staaten installiert. Die OECD-Staaten Amerikas haben dabei einen Anteil von 27% der weltweit installierten Kapazität, gefolgt von OECD Europa (15%) und OECD Asien (9%). In den nicht OECD-Ländern hat Russland, bedingt durch große Gasreserven, mit 7% die größte installierte Kapazität an Gaskraftwerken, der mittlere Osten insgesamt hat einen Anteil von 14%. In China sind 4% und in Indien 2% der weltweiten Leistung installiert. Die Märkte in Afrika, Zentral- und Südamerika sind derzeit sehr klein. Große Wachstumsmärkte sind Brasilien – mit einer Wachstumsrate von 6% zwischen 2008 bis 2035 – und Indien. Auch die Märkte in Afrika, Mexiko und Chile werden bis 2035 stark wachsen. In Russland und Japan sind die Kapazitäten leicht rückläufig (EIA 2017).

Im 2017 trugen Gaskraftwerke mit einem Anteil von etwa 8% an der Nettostromerzeugung in Deutschland bei (Fraunhofer ISE 2018). Seit dem Jahr 2002 hat sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland von 20,3 GW auf 29,9 GW erhöht. Laut Netzentwicklungsplan wird von einer Zunahme der installierten Gaskapazität auf 30,5 GW - 37,8 GW in 2030 ausgegangen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2017).

Preis- und Kostenentwicklung

Die Stromgestehungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken sind stark abhängig von den erzielbaren Volllaststunden. In Deutschland erreichen Braunkohlekraftwerke derzeit Volllaststunden zwischen 5000 und 7600, Steinkohlekraftwerke erzielen Volllaststunden zwischen 3500 und 6500 und GuD-Kraftwerke erzielen Volllaststunden zwischen 2000 und 5000. Die Volllaststunden, die ein Kraftwerk erzielen kann, sind abhängig von den variablen Grenzkosten des Einzelkraftwerks, da der Einsatz der Kraftwerke am Markt durch die Merit-Order bestimmt wird. Dadurch ist die Entwicklung der Volllaststunden im Wesentlichen abhängig von einer Prognose der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, der Entwicklung der erneuerbaren Stromeinspeisung und der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Die genannten Größen sind aufgrund ihrer Abhängigkeit von den Entwicklungen auf den nationalen und internationalen Märkten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, weswegen für die Technologien eine große Bandbreite an Volllaststunden angegeben wurde.

Abbildung 13 zeigt die Stromgestehungskosten für das Jahr 2018 von Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) sowie Gasturbinen, jeweils für die Bandbreite an Volllaststunden (siehe Annahmen), den CO₂-Zertifikatspreis aus Tabelle 6, die Brennstoffpreise aus Tabelle 4 sowie für die minimalen und maximalen spezifischen Investitionen aus Tabelle 1.

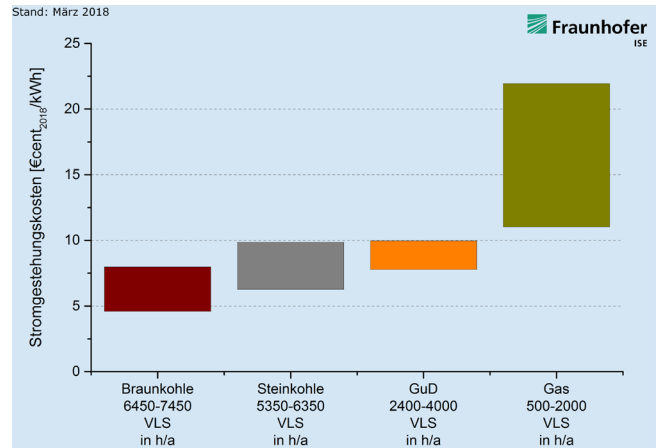


Abbildung 13: Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2018 mit variierenden CO₂-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie spezifische Investitionen.

Braunkohle hat derzeit die niedrigsten Stromgestehungskosten, die zwischen 4,59 und 7,98 €cent/kWh liegen. Als klassische Grundlastkraftwerke haben Braunkohlekraftwerke jedoch eine sehr geringe Flexibilität der Erzeugung und eignen sich daher nur bedingt zur Flankierung von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken liegen, trotz niedrigerer spezifischer Investition als Braunkohle, mit 6,27 bis 9,86 €cent/kWh deutlich darüber. Die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken haben eine Bandbreite zwischen 7,78 und 9,96 €cent/kWh und sind damit etwas teurer als Kohlekraftwerke. Vorteile der GuD-Kraftwerke sind deren höhere Flexibilität und die im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringen CO₂-Emissionen. Hochflexible Gasturbinen haben bei 11,03 und 21,94 €cent/kWh noch höhere Stromgestehungskosten, sind jedoch hoch flexibel und aufgrund geringer Anschaffungskosten günstiger bei einer geringeren Auslastung unter 1000 Volllaststunden pro Jahr als andere Technologien.

Zum Vergleich: Während PV-Freiflächenanlagen an Standorten mit Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) Stromgestehungskosten von 3,71 €cent/kWh erreichen, liegen diese für Onshore-WEA an Standorten mit 3200 Volllaststunden bei 3,99 €cent/kWh. Damit liegen die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen und Onshore-WEA deutlich unterhalb der Erzeugungskosten für Strom aus allen konventionellen Kraftwerken.

Abbildung 13 macht deutlich, dass die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke in hohem Maße von den erreichbaren Volllaststunden abhängen. Bei GuD-Kraftwerken ergibt sich durch die +/- 20% Variation der Volllaststunden eine Differenz zu mittleren Stromgestehungskosten von ungefähr +/- 0,4 €_{Cent}/kWh. Auch die spezifischen Investitionen haben einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, welcher bei GuD-Kraftwerken bei niedrigen Volllaststunden zu einer Differenz der LCOE von 0,7 €_{Cent}/kWh führt.

In Zukunft werden, bedingt durch einen höheren Anteil von erneuerbar erzeugtem Strom, die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke sinken. Bei den konventionellen Kraftwerken zeigt sich hierdurch ein gegenläufiger Trend zu den erneuerbaren Technologien: Die Kosten werden zukünftig steigen. Einerseits ist dieser Trend auf steigende Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise zurückzuführen, andererseits den zu erwartenden, deutlich niedrigeren Volllaststunden geschuldet. Es ist davon auszugehen, dass nicht unbedingt die günstige konventionelle Erzeugungsform am Markt bestehen wird, sondern diejenige, die eine hohe Flexibilität in Bezug auf Anfahr- und Abfahrvariabilität aufweisen kann, also vorzugsweise Kraftwerke basierend auf Erdgas.

Photovoltaik mit Speicher

Privat genutzte PV-Anlagen werden zunehmend in Kombination mit Batteriespeichern installiert. Dieses Kapitel untersucht die Technologiekombination aus PV-Dachanlagen und Batteriespeicher in Bezug auf die Kosten von Erzeugung und Speicherung. Batteriespeicher können den Eigenverbrauch der PV-Anlage erhöhen, was bei steigenden Strompreisen und sinkenden Technologiekosten wachsende Einsparungen beim Strombezug für den Anlagenbesitzer ermöglicht. Abbildung 14 zeigt

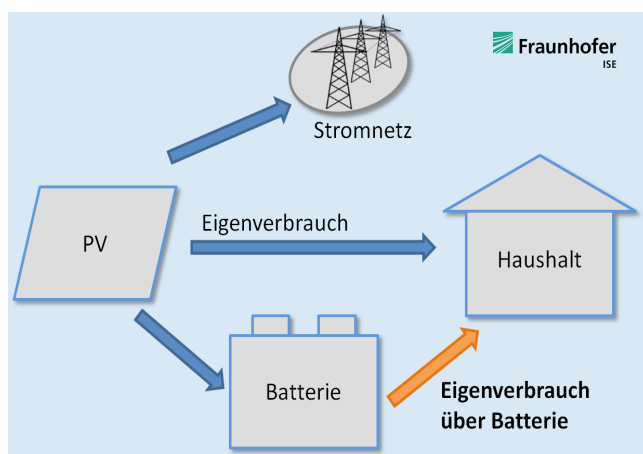


Abbildung 14: Schematische Abbildung der Energieflüsse von Strom aus privaten PV-Aufdachanlagen

schematisch die Energieflüsse des Stroms aus der PV-Speicher-Anlage. Der Strom aus der PV-Anlage wird nach Möglichkeit direkt im Haushalt verbraucht. Zu Zeiten geringen Verbrauchs und hoher PV-Leistung kann der Batteriespeicher geladen werden. Überschüsse können zudem ans Stromnetz abgegeben werden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten von PV-Batteriespeichern wird nur die Energiemenge betrachtet, die vom Energiespeicher im Haushalt bereitgestellt wird („Eigenverbrauch über Batterie“). Dabei werden die Kosten für den eingespeicherten PV-Strom in den Kosten mit berücksichtigt. Der restliche Strom (direkter Eigenverbrauch und Einspeisung ins Stromnetz) besitzt Stromgestehungskosten entsprechend der Berechnung in den vorangegangenen Kapiteln.

Tabelle 7 zeigt die in der Berechnung verwendeten Eingangsdaten für PV-Batterie-Systeme, die in 2018 oder im Jahr 2030 installiert werden. Der CAPEX des Batteriespeichers sind die Netto-Preise pro Nutzkapazität. Verwendet werden die Preisdaten von Lithium-Ionen-Batterien des ersten Halbjahres 2017, die mit einer Preisreduktion für Anfang 2018 abgeschätzt werden. Da Batteriespeicher meist gleichzeitig mit einer PV-Anlage installiert werden, werden keine zusätzlichen Installationskosten berücksichtigt. Das Verhältnis von Batteriekapazität zu PV-Leistung bestimmt die zu erreichende Eigenverbrauchserhöhung. Die Batteriekosten werden über diesen Faktor auf die PV-Leistung von einem kWp angepasst. Der Betrachtungszeitraum beträgt, analog zur Berechnung der Stromgestehungskosten von kleinen PV-Anlagen, 25 Jahre. Innerhalb dieses Zeitraumes wird von einem einmaligen Ersatz der Batterie ausgegangen, zu 60% des ursprünglichen Preises. Die jährlichen Ausgaben berücksichtigen die Kosten für den Batterieersatz und die Strombezugskosten. Als Strombezugskosten dienen die Stromgestehungskosten von kleinen PV-Anlagen. Die Verluste beim Laden und Entladen sowie die Selbstentladung werden beim Strombezug berücksichtigt.

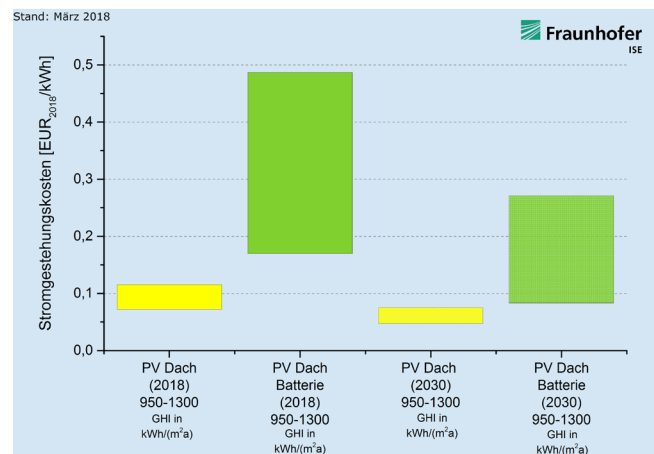


Abbildung 15: Stromgestehungskosten für PV-Batteriespeicher im Vergleich zu den Stromgestehungskosten von PV-Aufdachanlagen

Installationsjahr	Einheit	2018		2030		Quellen 2018
		Niedrig	Hoch	Zukunft niedrig	Zukunft hoch	
CAPEX Batterie (netto, pro Nutzkapazität)	EUR/kWh	560	1220	200	650	(Figgenger et al. 2017, S.47) (angenommene weitere jährliche Reduktion der Bruttopreise wie in den Jahren 2013 bis 2016)
Verhältnis Batteriekapazität zu PV-Leistung	kWh/kWp	0,5	1,0	0,5	1,0	eigene Annahmen
Batterieersatzkosten	% von CAPEX	60	60	60	60	Durchschnittliche Herstellerangaben (Lorenz und Schröder 2014)
WACC	%	1,765	1,765	1,765	1,765	eigene Annahmen
Lebenszeit der ersten Batterie	Jahren	10	10	15	15	eigene Annahmen
Wirkungsgrad Batterie (Roundtrip)	%	95	90	95	95	eigene Annahmen
Selbstentladerate	%/Monat	1	1	1	1	eigene Annahmen
Stromgestehungskosten PV	€ _{Cent} /kWh	7,23	11,54	4,70	7,50	Siehe Stromgestehungskosten von PV-Anlagen ohne Speicher
Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch Batterie	%-Punkte	20	30	20	30	Ergibt sich aus Verhältnis PV/Batterie bei (Weniger et al. 2015, S.29)
Betrachtungszeitraum	Jahre	25	25	25	25	eigene Annahmen
PV-Stromerzeugung	kWh/kWp	1280	935	1280	935	eigene Annahmen

Tabelle 7: Inputparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten aus PV-Batteriespeicher-Anlagen

Da die Endkundenpreise für Batteriespeicher in den letzten Jahren stark gefallen ist und für die Zukunft von einer weiteren starken Reduktion ausgegangen wird, werden reduzierte Kosten für das Jahr 2030 angenommen.

Abbildung 15 zeigt die Stromgestehungskosten für Strom aus PV-Batteriespeichern im Vergleich zum Strom aus kleinen PV-Anlagen. Die Stromgestehungskosten von Strom aus PV-Batteriespeichern betragen heute 16,34 bis 47,34 €_{Cent}/kWh. Bei Batteriepreisen von 200 bis 650 EUR/kWh und verringerten Stromgestehungskosten von PV fallen die Stromgestehungskosten auf 8,05 bis 26,35 €_{Cent}/kWh.

Zu berücksichtigen ist, dass PV-Batteriespeicher einen anderen Markt bedienen als die anderen Stromerzeugungstechnologien: Durch die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und die

Befreiung dieses Stroms von Abgaben und Umlagen (bei einer PV-Anlagenleistung kleiner 10 kWp), steht der durch das PV-Batteriesystem erzeugte Strom im Wettbewerb mit den Kosten für den Netzstrombezug von derzeit ca. 20 €_{Cent}/kWh ohne Mehrwertsteuer (entspricht einem Nettoarbeitspreis bei einem durchschnittlichen Endkundenstrompreis von 29 €_{Cent}/kWh veröffentlicht von BDEW 2017). Zusätzlich ist zu beachten, dass der Investor immer eine Mischkalkulation betrachten wird: Bei der Installation einer PV-Speicheranlage kann vom Haushalt ein Teil des Stromes zu den günstigen Stromgestehungskosten der PV-Anlage direkt verbraucht werden. Ein weiterer Teil des Stromes wird über den Batteriespeicher zwischengespeichert und verbraucht. Zusätzlich entstehen Erlöse über den Stromverkauf von PV-Strom. Daher können PV-Batteriespeicher selbst bei vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten eine wirtschaftliche Investition darstellen.

Prognose der Stromgestehungskosten bis 2035 in Deutschland

Für die erneuerbaren Technologien können Kostenprognosen anhand von historisch beobachteten Lernkurven beschrieben werden, deren zeitlicher Fortschritt auf den unterschiedlichen Marktprognosen für den Zeitraum bis 2035 aufbaut. Für die Photovoltaik- und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine durchschnittliche Lernrate (LR) bzw. Progress Ratio (PR = 1 - LR) beschrieben werden. Die Investitionen pro Watt von PV-Modulen sanken in der Vergangenheit einer LR von 25 % folgend (Fraunhofer ISE 2017B). Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten von PV-Systemen wird mit einer LR von 15 % gerechnet, wie von Bhandari und Stadler (2009) und (Wirth 2017) vorgeschlagen. Im Vergleich dazu werden für Onshore- und Offshore-WEA eine LR von 5 % angesetzt, was einer Progress Ratio von 95 % entspricht (bei Windenergie wird jedoch gleichzeitig eine Erhöhung der Strommenge (Volllaststunden) über die Zeit angenommen).

Die Modellierung der Stromgestehungskosten zeigt eine unterschiedliche Entwicklungsdynamik für die einzelnen Tech-

nologien, abhängig von den oben diskutierten Parametern, Finanzierungsbedingungen (WACC), Marktreife und -entwicklung der Technologien, aktuellen spezifischen Investitionen (EUR/kW) und Standortbedingungen (Abbildung 16).

Fast alle heute neuinstallierten PV-Anlagen in Deutschland können Strom für unter 14 €Cent/kWh erzeugen. Bei einer jährlichen Einstrahlung (GHI) von 950 kWh/(m²a) fallen die Kosten selbst für kleinere Aufdachanlagen bis 2022 unter die Marke von 10 €Cent/kWh. Größere Freiflächenanlagen erzeugen bei einer jährlichen Einstrahlung von 1300 kWh/(m²a) ihren Strom schon heute für weniger als 4 €Cent/kWh. In 2035 liegen die Stromgestehungskosten zwischen 4,20 und 6,71 €Cent/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen und zwischen 2,16 und 3,94 €Cent/kWh bei Freiflächenanlagen. Große PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen in 2035 Strom zu Gestehungskosten zwischen 2,88 und 4,92 €Cent/kWh. Ab 2025 erzeugen sogar kleine PV-Dachanlagen in Süddeutschland Strom günstiger als ebenfalls in 2025 neuinstallierte Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke, die dann Stromgestehungskosten von 7,05 bis 11,40 €Cent/kWh erreichen. Die Anlagenpreise für PV sinken bis 2035 bei Freiflächenanlagen auf unter 400 EUR/kW und bei Kleinanlagen auf bis zu 700 bis 815 EUR/kW.

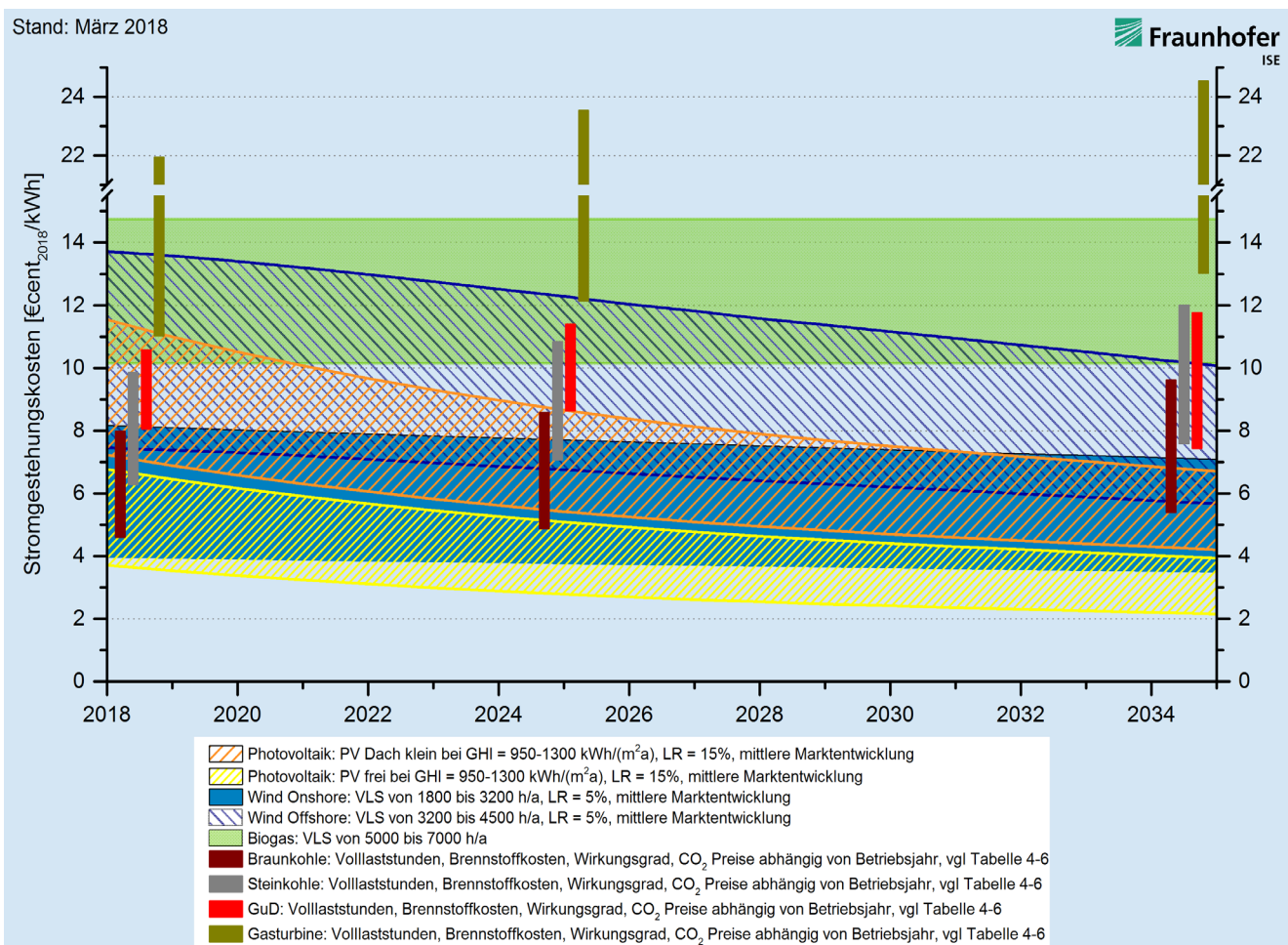


Abbildung 16: Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie konventionelle Kraftwerke in Deutschland bis 2035

Je nach Windstandort werden bei Onshore-Windenergieanlagen vergleichbare Preise wie für PV-Kraftwerke an guten Standorten erreicht. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 3,99 und 8,23 €_{Cent}/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,49 und 7,09 €_{Cent}/kWh. Bereits heute sind Onshore-WEA damit vergleichbar in ihren Stromgestehungskosten mit Braunkohlekraftwerken. Steigende CO₂-Zertifikatspreise und abnehmende Volllaststunden sind die Gründe dafür, dass für Braunkohlekraftwerke bis 2035 ansteigende Stromgestehungskosten auf 5,39 bis 9,62 €_{Cent}/kWh prognostiziert werden. Bei Offshore-WEA dagegen sind durch eine höhere LR etwas größere Kostenreduktionspotentiale vorhanden. Dies kann die Stromgestehungskosten von den deutlich höheren Werten bis 2035 spürbar senken. Die Reduktion der Stromgestehungskosten wird von heutigen Werten zwischen 7,49 und 13,79 €_{Cent}/kWh auf dann gut 5,67 bis 10,07 €_{Cent}/kWh in 2035 erwartet. Die Anlagenpreise liegen dann zwischen 2610 und 3950 EUR/kW. Für Biogasanlagen wird von konstanten Stromgestehungskosten ausgegangen, die sich im Bereich 10,14 bis 14,78 €_{Cent}/kWh bewegen. Hierbei sind insbesondere die Verfügbarkeit und die Brennstoffkosten des Substrats entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten.

Langfristig besitzen PV-Anlagen an strahlungsintensiven Standorten und WEA an windreichen Onshore-Standorten die niedrigsten Stromgestehungskosten. Beide Technologien können die Stromgestehungskosten fossiler Anlagen bis 2035 deutlich unterbieten. 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 inzwischen mit Onshore-Windenergie eine der günstigsten Erzeugungstechnologien (in Bezug auf neue gebaute Kraftwerke) in Deutschland ist. Bei WEA tragen neben der Kostensenkung der Anlagekosten die steigenden Volllaststunden infolge größerer Anlagendimensionen bedeutend zu den niedrigen Stromgestehungskosten bei. Die Analyse der Stromgestehungskosten 2018 zeigt, dass die in den letzten Versionen dieser Studie (2010, 2012, 2013) präsentierten Prognosen für PV durch das starke Marktwachstum und die erheblichen Preissenkungen für PV-Anlagen sogar noch unterboten werden konnten. Grund hierfür ist unter anderem, dass sowohl die Technologie, als auch Finanzierungskosten deutlich günstiger geworden sind.

Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven für PV und Wind

In einer Sensitivitätsanalyse können die Parameter spezifische Investition, Betriebsdauer, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Volllaststunden und Betriebskosten

hinsichtlich ihres Einflusses auf die Stromgestehungskosten untersucht werden.

Die Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen für eine unterschiedliche Kombination von LR und Marktszenarien (siehe Tabelle 10: Übersicht der LR und Marktszenarien für PV, CSP und WEA und Tabelle 11: Übersicht der Szenarien und Ausbauziele für PV, CSP und WEA) die Bandbreite der Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen und Onshore WEA in Deutschland. Ausgehend von heute niedrigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen bis 15% abhängig von den verwendeten Parametern. Dies drückt die Unsicherheit des Lernkurvenmodells aus, wenn unterschiedliche Inputparameter benutzt werden. Gleichzeitig spiegelt es eine potenzielle Bandbreite für die Kostenentwicklung der einzelnen Technologien wider.

Für kleine PV-Systeme an Standorten mit einer GHI von 950 kWh/m²a können im Jahr 2035 Stromgestehungskosten zwischen 4,70 und 6,96 €_{Cent}/kWh je nach Szenarienannahme identifiziert werden. Für Onshore-Windenergie sind aufgrund der geringen aktuellen Stromgestehungskosten nur geringfügige zukünftige Kostensenkungen zu erwarten (zwischen 3,38 bis 3,57 €_{Cent}/kWh).

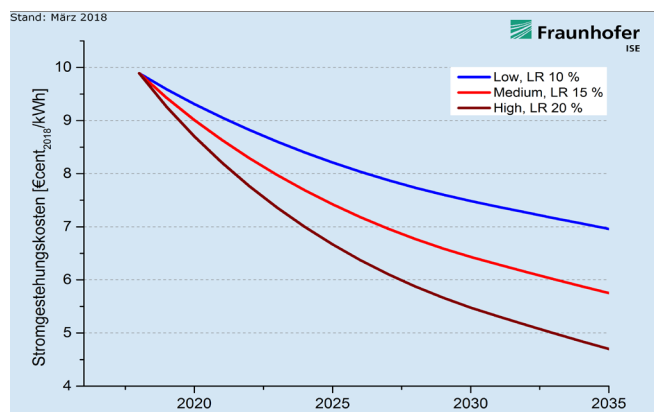


Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen, Investitionskosten in 2018 = 1200 EUR/kW, GHI=950 kWh/(m²a).

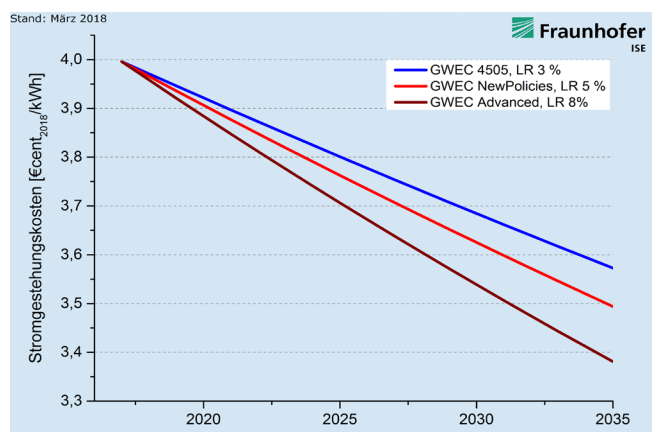


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von Onshore-WEA, Investitionskosten in 2018 betragen 1500 EUR/kW, VLS steigen von 3200 h/a in 2018 auf 3500 h/a im Jahr 2035.

5. STROMGESTEHUNGSKOSTEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN IN REGIONEN MIT HOHER EINSTRAHLUNG

In diesem Kapitel werden die Technologien Photovoltaik (PV) und solarthermische Kraftwerke (CSP - Concentrated Solar Power) für Regionen mit höherer Einstrahlung analysiert und die Stromgestehungskosten berechnet. Da CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse von CSP auf Standorte mit einer Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) (beispielsweise in Spanien) und Standorte mit 2500 kWh/(m²a) (beispielsweise in den MENA-Staaten). Durch Integration thermischer Salzspeicher können sie thermische Energie zwischenspeichern und dadurch Strom entkoppelt von der aktuellen Wetterlage oder Tageszeit ins Netz einspeisen. Diese integrierte Speichermöglichkeit unterscheidet CSP prinzipiell von WEA und PV-Anlagen. Besonders die Länder mit einer sehr starken Direktnormalstrahlung (DNI) entwickelten umfangreiche Ausbaupläne für CSP-Kraftwerksprojekte (New Energy Update 2017) oftmals in sonnenreichen Wüstengebieten.

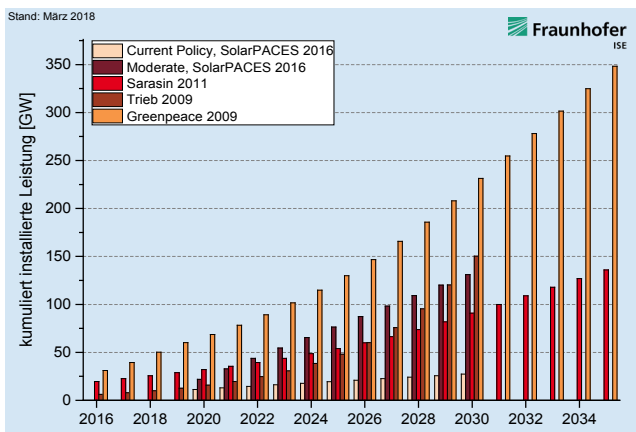


Abbildung 19: Marktprognose solarthermische Kraftwerke 2016-2035, (Sarasin Bank 2011), (Trieb et al. 2009), (Greenpeace 2009), (Greenpeace International et al. 2016). Die Werte der Sarasin und Greenpeace-Szenarien nach 2030 wurden extrapoliert, um den Systempreis bis 2035 unter Verwendung des Lernkurvenmodells zu berechnen (s. Kapitel 7).

Anfang 2018 sind weltweit CSP-Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 4,5 GW in Betrieb. Weitere Anlagen mit insgesamt 5 GW Kapazität sind derzeit im Bau oder in der Planungs- oder Entwicklungsphase, insbesondere der chinesische Markt hat in den letzten Jahren neue CSP-Kraftwerke anvisiert.

Die Analyse der Stromgestehungskosten für CSP-Kraftwerke stützt sich insbesondere auf die Angaben realisierter Kraftwerksprojekte der Parabolrinnen- und Turmtechnologie in Spanien, in den USA und im Nahen Osten. Die Anschaffungskosten für CSP-Anlagen mit integriertem Speicher für 8 Stunden betragen Anfang 2018 zwischen 3600 und 4000 EUR/kW.

Von den solarthermischen Kraftwerkstechnologien werden nur die verschiedenen Technologien (Parabolrinnenkraftwerke und Turmkraftwerke) betrachtet, die derzeit entwickelt und gebaut werden. Sie werden vereinfacht als eine Technologie CSP dargestellt. Für solarthermische Kraftwerke untersucht diese Studie Parabolrinnenkraftwerke mit einer Größe von 100-200 MW, die mit thermischen Speicher (8 Stunden) ausgelegt sind. Angaben der Referenzkraftwerke, standortspezifische Einstrahlung, Anteil des eingesetzten Erdgases für den Hybridbetrieb (<5% der Gesamtstromproduktion) und anlagenspezifischer Output dienen als Berechnungsgrundlage der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken.

Solarthermische Kraftwerke konzentrieren nur Direktnormalstrahlung (Direct Normal Irradiance, DNI) in einen Brennpunkt, wo sie in Strom oder Wärme gewandelt wird. Daher werden für beide Technologien nur Standorte mit einer jährlichen DNI von 2000 und 2500 kWh/(m²a), wie sie z.B. in Südspanien und in den MENA-Staaten vorliegen, betrachtet.

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von PV und CSP wurden drei Standorte angenommen. Der erste Standort mit der geringsten Globalstrahlung von 1450 kWh/(m²a) wurde nur für ein PV-Anlage untersucht, da die Direktstrahlung an diesem Standort zu gering ist. Deshalb werden die CSP-Technologie nur an Standorten mit einer hohen Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) und 2500 kWh/(m²a) analysiert. PV-Anlagen werden an entsprechenden Standorten mit einer Globalstrahlung (GHI) von 1800 kWh/(m²a) und 2000 kWh/(m²a) untersucht.

Im reinen Kostenvergleich für das Jahr 2018 von PV-Anlagen mit CSP-Kraftwerken an Standorten mit hoher Einstrahlung (DNI von 2000 kWh/(m²a)) ergeben sich niedrigere Stromgestehungskosten bei PV gegenüber CSP. Aufgrund eines im Vergleich zur PV geringeren Marktwachstums liegen derzeit die Kosten von CSP-Kraftwerken mit integrierten Wärmespeichern (Volllaststunden bis zu 3600 h) bei unter 10,12 €_{Cent}/kWh, während PV-Freiflächenanlagen bei gleicher Einstrahlung Stromgestehungskosten von unter 3,1 €_{Cent}/kWh erreichen. Als ein Vergleich zu der LCOE von Onshore Windenergieanlagen liegen die Kosten an einem Standort mit 2500 Volllaststunden zwischen 5,34 und 6,55 €_{Cent}/kWh.

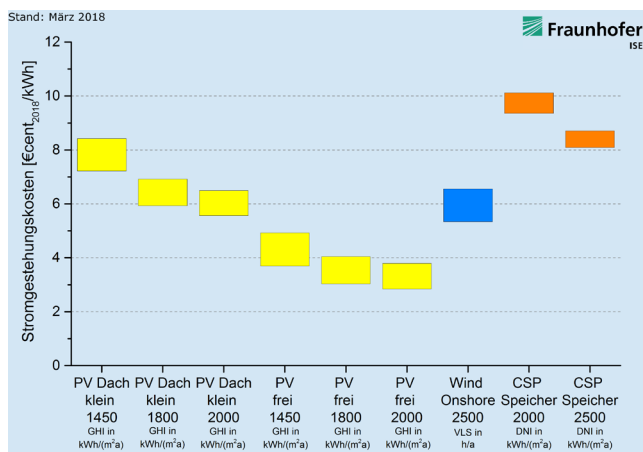


Abbildung 20: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung im Jahr 2018.

Die Stromgestehungskosten der analysierten CSP-Kraftwerke mit Speicher liegen bei einer DNI von 2000 kWh/(m²a) zwischen 9,36 €_{Cent}/kWh und 10,12 €_{Cent}/kWh. In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung von bis zu 2500 kWh/(m²a) wie in MENA-Staaten oder den Wüsten in Kalifornien, können Stromgestehungskosten von 8,09 bis 8,71 €_{Cent}/kWh für CSP-Kraftwerke erreicht werden.

Kostensenkungen sind bei der CSP-Technologie weiterhin durch Marktwachstum und verstärkte Massenproduktion, höhere Automatisierung, Projekterfahrung, den Einsatz verbesserter Materialien und Komponenten sowie durch weitere Großprojekte in den nächsten Jahren abzusehen. Als positives Signal für die Kostenentwicklung von CSP ist die berichtete Einspeisevergütung von 7,3 US\$/kWh für ein Kraftwerk in Dubai mit 700 MW (bestehend aus der Parabolrinnen- und Turmtechnologie) zu sehen, welches bis 2022 in Betrieb gehen soll. CSP ist zudem die bisher einzige Technologie, bei der großtechnisch Speicher eingebunden werden können. Dies bringt mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien einen immer größeren Vorteil, welcher bisher nicht adäquat vom Markt honoriert wurde.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass um 20% geringere Investitionen im Vergleich zum Referenzfall (8,09 €_{Cent}/kWh) zu Stromgestehungskosten von 6,97 €_{Cent}/kWh führen würden (siehe Abbildung 21). Eine höhere DNI hat einen ähnlich starken, positiven Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

PV-Anlagen	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Einstrahlung auf PV-Module bei optimalen Neigungswinkel [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kWp [kWh/a]
Südfrankreich	1450	1670	1380
Südspanien	1800	2070	1680
MENA	2000	2300	1790

CSP-Kraftwerk	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Direktnormalstrahlung (DNI) [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Südspanien	1800	2000	3300
MENA	2000	2500	4050

Tabelle 8: Jahreserträge an typischen Standorten von PV und CSP (Quelle: Fraunhofer ISE).

Zur Berechnung wurden folgenden Annahmen für die Technologien getroffen.

	CSP	PV Dachanlagen (5-15 kWp)	PV Freifläche (ab 2 MWp)	Wind-Onshore
Lebensdauer [Jahre]	30	25	25	25
Anteil FK	70%	80%	80%	80%
Anteil EK	30%	20%	20%	20%
Fkzinssatz (nom)	6,5%	5,5%	5,5%	6,0%
Ekrendite (nom)	11,0%	7,0%	8,5%	9,0%
WACC nominal	7,9%	5,8%	6,1%	6,6%
WACC real	4,7%	2,7%	3,0%	3,5%
OPEX fix [EUR/kW]	0	2,5% von CAPEX	2,5% von CAPEX	30
OPEX var [EUR/kWh]	0,028	0	0	0,005
Degradation	0	0,0025	0,0025	0

Tabelle 9: Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Regionen mit hoher Einstrahlung

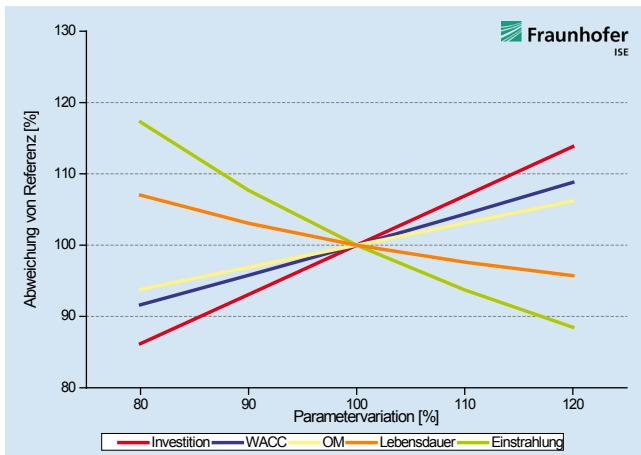


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse für CSP (100 MW mit Speicher) mit jährlicher DNI Einstrahlung von 2500 kWh/(m²a) und spezifischer Investition von 3600 EUR/kW.

Prognose der Stromgestehungskosten bis 2035 für Solartechnologien unter hoher Solarstrahlung

Die Prognose der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2035 wird ebenfalls für die Technologien PV und CSP an Standorten mit hoher Solarstrahlung durchgeführt, sowie mit Windkraftanlagen verglichen. Untersuchungen des DLR (Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum) geben bei CSP-Kraftwerken unterschiedlichen LR für die einzelnen Komponenten (Solarfeld, thermischer Speicher, Powerblock) mit Werten zwischen 12%

und 2% (Viebahn et al. 2008, Trieb et al. 2009) an. Daraus lässt sich eine gemittelte LR von 7,5% errechnen, die sich auf das Gesamtkraftwerk bezieht. Andere Studien gehen von LR mit Werten von 10% (Greenpeace 2009) oder 4% - 8% (Sarasin Bank 2011).

Bis 2035 können die Stromgestehungskosten von CSP auf Werte zwischen 5,75 €_{Cent}/kWh und 6,93 €_{Cent}/kWh sinken wie Abb. 22. Bei CSP wird entscheidend sein, inwieweit die Installationen von CSP in den Märkten mit hoher Solarstrahlung in den kommenden Jahren vorangetrieben werden.

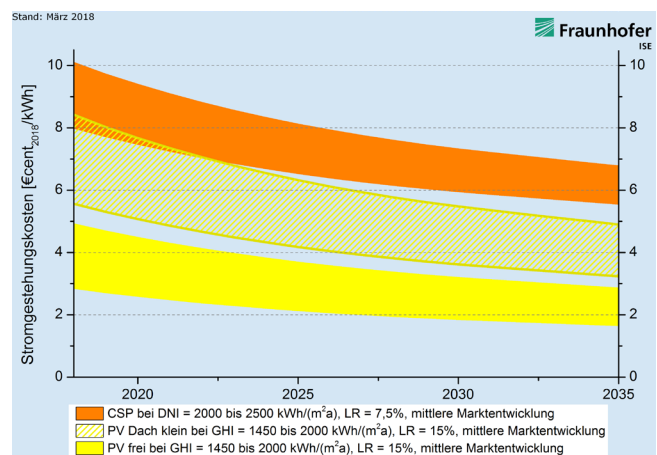


Abbildung 22: Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV- und CSP-Anlagen an Standorten mit hoher Solarstrahlung kWh/(m²a).

6. EXKURS: STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND SYSTEMINTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die kontinuierlich fallenden Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien sowie steigende Kosten bei fossilen Kraftwerken führen zu einer immer besseren Wettbewerbsposition der erneuerbaren Energien. Dies führt zu stark wachsenden Anwendungen und Märkten, in denen auch ohne Förderungen ein wirtschaftlicher Betrieb von erneuerbaren Energien möglich ist, vergleiche hierzu auch die Ergebnisse der Auktionen für Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Wind mit sehr niedrigen Gebotswerten in Deutschland im Jahr 2017 (BNetzA 2017). Diese Entwicklung wird in Deutschland politisch durch das Energiekonzept der Bundesregierung gestützt, dessen zentrales Ziel es ist, die Treibhausgasemissionen bis zum

Jahr 2050 um 80 - 95% gegenüber 1990 zu reduzieren und gleichzeitig bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen. Viele Studien zeigen, erneuerbare Energien spielen die zentrale Rolle in einem zukünftigen Energiesystem (Leopoldina, acatech, Akademienunion 2017).

Bei steigenden Installationen von fluktuierenden Stromerzeugern und damit einhergehenden höheren Anteilen in der Stromversorgung wird sich das Energieversorgungssystem, d.h. das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und der Akteure, grundlegend ändern. Dabei spielen neben den Stromgestehungskosten natürlich auch andere Faktoren bei der Ana-

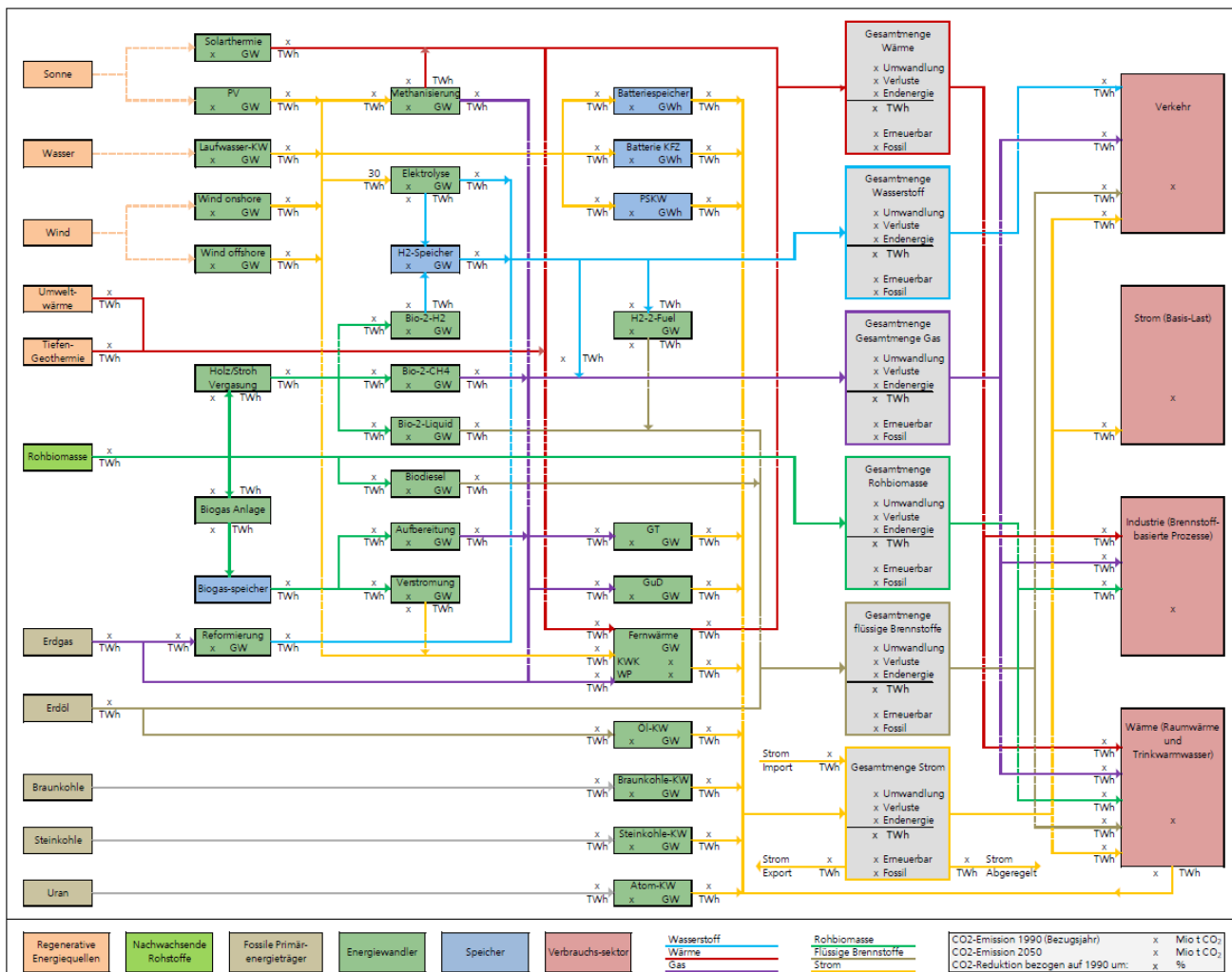


Abbildung 23: Schema des im Simulationsmodell REMod abgebildeten Energiesystems mit beispielhaften Werten eines Szenarios in 2050. Die Darstellung zeigt alle Wandlungspfade von fossiler Primärenergie bzw. erneuerbaren Energien bis zu den jeweiligen Verbrauchssektoren.

lyse und Bewertung einer Technologie im Energiesystem eine entscheidende Rolle. So wird beispielsweise die „Wertigkeit“ des Stroms an Bedeutung gewinnen, d.h. seine Verfügbarkeit zu Zeiten hohen Bedarfs, die Regelbarkeit der Anlagen und die Fähigkeit zur Übernahme von Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung oder Frequenz- und Spannungsstabilisierung. Es gibt eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten, wie ein solches Energiesystem auf nationaler, regionaler und kommunaler Ebene gestaltet sein kann.

Unter der Maßgabe, die Nachfrage jederzeit decken zu können, kann mit Hilfe von Energiesystemmodellen entweder ein sektorübergreifendes Energiesystem für ein gesetztes Ziel, wie zum Beispiel CO₂-Minderung (vgl. Ergebnisse des REMod-Modells (Henning und Palzer 2015, beschrieben in Henning und Palzer (2013)), oder für den Stromsektor mit hohem erneuerbaren Anteil entworfen werden (z.B. ENTIGRIS (www.entigris.org)).

Das am Fraunhofer ISE entwickelten Energiesystemmodell REMod betrachtet das Energiesystem in seiner Gesamtheit, da es viele Schnittstellen und Berührungspunkte zwischen den unterschiedlichen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, etc.) gibt (siehe Abbildung 23). Die grundlegende Funktionsweise des Modells REMod basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung eines Energieversorgungssystems dessen energiebedingte CO₂-Emissionen einen vorgegebenen Zielwert bzw. Zielpfad nicht überschreiten. Dabei berechnet REMod-D einen optimierten Transformationspfad, sodass alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher kostenminimal dimensioniert sind und dass in

jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist. Somit kann eine technisch-ökonomische Bewertung von Transformationspfaden des deutschen Energiesystems von heute bis zum Jahr 2050 durchgeführt werden und die Rolle von einzelnen Technologien analysiert werden.

Um die Entwicklung der Investitionen in erneuerbare Energietechnologien gut abbilden zu können, sollte immer auch die räumliche Verteilung der Ressourcen als wichtiger Faktor berücksichtigt werden, da sich für jeden Standort unterschiedliche Möglichkeiten der Investition in Technologien ergeben. Das Energiesystemmodell ENTIGRIS ist ein Ausbauroptimierungsmodell für den deutschen und europäischen Stromsektor, mit dem Aussagen über die regional aufgelöste optimale Verteilung von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken sowie Netzausbau getroffen werden können.

Um die Frage zu beantworten, wie ein solches Zielsystem erreicht werden kann, ist es wichtig abzuschätzen, in welche Richtung und in welchem Tempo sich das Energiesystem verändert. Für die Veränderung sind verschiedene Faktoren von Bedeutung: Politisch getriebene Anreize, Rahmenbedingungen oder Restriktionen sowie die Wirtschaftlichkeit von Technologien. Der eigentliche Kern besteht darin, zu analysieren, unter welchen Bedingungen ein Investor bereit ist, in die verschiedenen Komponenten des Energiesystems zu investieren. Innerhalb dieser Entscheidung spielen die Stromgestehungskosten und deren Entwicklung eine wichtige Rolle.

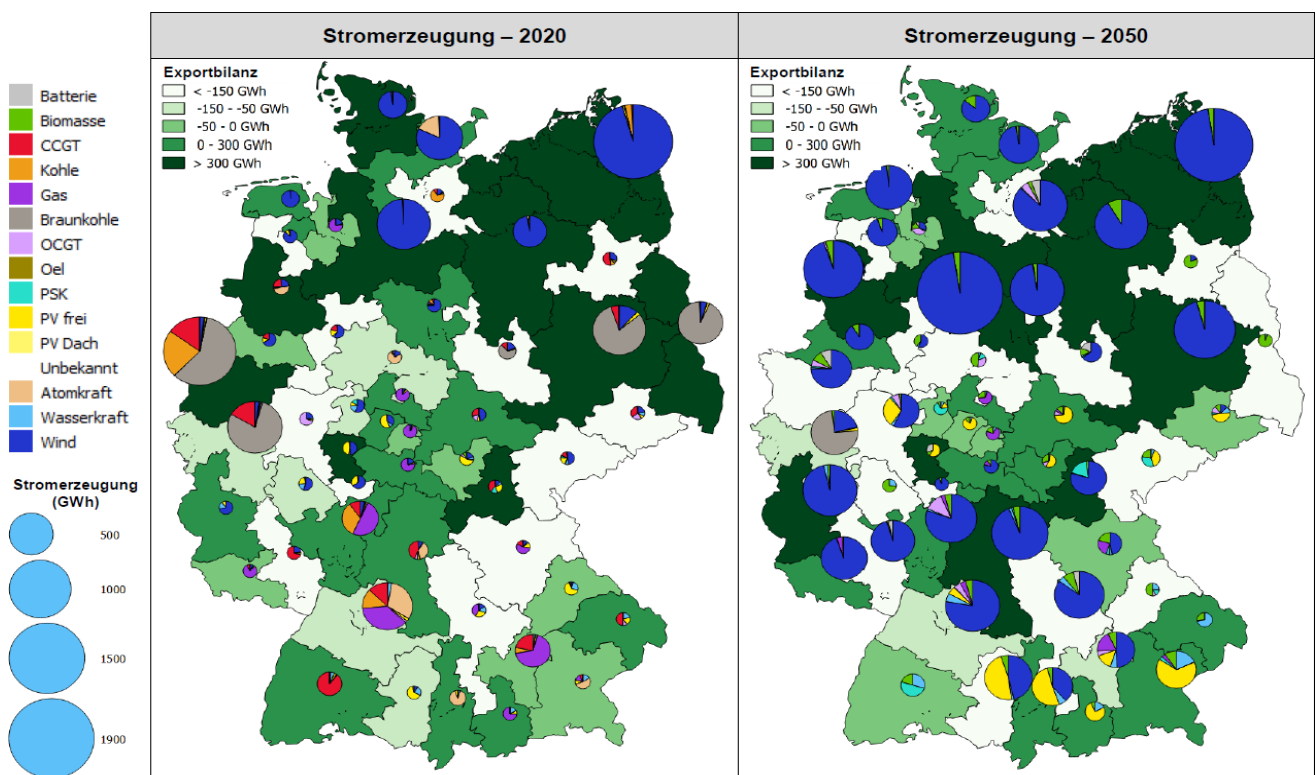


Abbildung 24: Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland bis 2050 als Beispielergebnisse aus dem Model ENTIGRIS (Heendeniya, C.B., 2017)

7. ANHANG

Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermöglicht es, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer. Die Berechnung kann entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der sog. Annuitätenmethode erfolgen. Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendung für Investition sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Eine Diskontierung der Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformungen. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. 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) für Neuanlagen gilt (Konstantin 2013):

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

LCOE Stromgestehungskosten in Euro/kWh

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

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital - WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) 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 Formel der jährlichen Gesamtkosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten gilt außerdem:

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

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

Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Diese können 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. An dieser Stelle ist es wichtig zu betonen, dass diese Methode eine Abstraktion von der Realität darstellt, mit dem Ziel, verschiedene Erzeugungsanlagen vergleichbar zu machen. Die Methode ist nicht geeignet, um die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage zu bestimmen. Dafür muss eine Finanzierungsrechnung unter Berücksichtigung aller

Einnahmen und Ausgaben auf Basis eines Cashflow-Modells durchgeführt werden.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten anhand der Annuitätenmethode ist als Vereinfachung der Kapitalwertmethode zu verstehen und existiert in zwei unterschiedlichen Ausführungen. Zum einen können die Stromgestehungskosten als Quotient der annualisierten Investitions- und Betriebskosten und des durchschnittlichen Stromertrags definiert werden. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel (Allan et al. 2011; Gross et al. 2007; Lai und McCulloch 2016):

$$LCOE = \frac{(I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}) * ANF}{\frac{\sum_{t=1}^n M_t}{n}}$$

Der Annuitätenfaktor (ANF) berechnet sich wie folgt:

$$ANF_{t,i} = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1}$$

In einer noch einfacheren Ausführung werden Stromgestehungskosten unter der Annahme, dass die jährlich produzierte Strommenge sowie die jährlichen Betriebskosten über die gesamte Betrachtungsdauer konstant sind, berechnet (Brown et al. 2015; Tegen et al. 2012):

$$LCOE = \frac{(I_0 * ANF) + A}{M}$$

Die Berechnung der Stromgestehungskosten anhand der beiden Ausführungen der Annuitätenmethode bieten zwar den Vorteil eines geringeren Rechenaufwandes, jedoch können abhängig von den gewählten Eingangsparametern starke Abweichungen zu der Berechnung mit der Kapitalwertmethode entstehen. Da die Anwendung der Kapitalwertmethode für die Berechnung der Stromgestehungskosten die Realität am besten abbildet, wurden die Stromgestehungskosten in der vorliegenden Studie auf Basis der Kapitalwertmethode berechnet.

Lernkurvenmodelle

Aufbauend auf den Ergebnissen der Stromgestehungskosten für 2018 können, mit Hilfe der Marktprojektionen bis 2020 und 2035, Lernkurvenmodelle erstellt werden, die Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise und damit auch 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 LR von 20% (Progress Ratio PR = 1 - Lernrate). Die Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt t produzierten Menge x_t , den Kosten $C(x_t)$ im Vergleich zur Ausbringungsmenge im Bezugspunkt x_0 und den entsprechenden Kosten $C(x_0)$ und dem Lernparameter b stellt sich folgendermaßen dar:

Für die Lernrate gilt:

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

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

vergleiche Ferioli et al. (2009), Wright (1936).

Durch die Prognose der Anlagenpreise $C(x_t)$ für den Betrachtungszeitraum mittels der Lernkurvenmodelle (unter Annahme von Literaturwerten für die LR bzw. PR) können somit die Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2035 berechnet werden. In Verbindung mit Marktszenarien für die zukünftigen Jahre können den kumulierten Marktgrößen jeweils Jahreszahlen zugeordnet werden, so dass die Entwicklung der Stromgestehungskosten zeitlich abhängig prognostiziert werden.

Bewertung der Methodik und Verwendung von Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten haben sich als eine sehr praktische und wertvolle Vergleichsgröße für unterschiedliche Erzeugungstechnologien hinsichtlich ihrer Kosten durchgesetzt. Die LCOE-Berechnungsmethode ist international als Benchmark anerkannt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie von einzelnen Projekten zu bewerten und ermöglicht die Gegenüberstellung der Erzeugungstechnologien bezüglich ihrer Kosten (Allan et al. 2011, S. 23; Joskow 2011, S. 10; Lai und McCulloch 2016, S. 2; Liu et al. 2015, S. 1531; Orioli und Di Gangi 2015, S. 1992). Einer der Gründe, weswegen sich die Kostenmetrik durchgesetzt hat liegt darin, dass diese sich durch eine hohe Transparenz und Anschaulichkeit auszeichnet und gleichzeitig dazu in der Lage ist, die Schlüsselfaktoren der Erzeugungskosten über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerkes in lediglich einer Zahl widerzuspiegeln (Allan et al. 2011, S. 24; Díaz et al. 2015, S. 721; Tidball et al. 2010, S. 59). Aus wirtschaftlicher Sicht beinhalten die Stromgestehungskosten die wichtigsten Faktoren, die zu dem ökonomischen Potential eines Projektes beitragen (Myhr et al. 2014, S. 715).

Die Tatsache, dass Stromgestehungskosten lediglich eine Zahl darstellen, bewirkt eine starke Reduktion der Komplexität und ermöglicht einen schnellen und unkomplizierten Vergleich unterschiedlicher Alternativen. Zudem findet der Ansatz ein brei-

tes Anwendungsfeld (Branker et al. 2011, S. 4471; Ouyang und Lin 2014, S. 65). Jedoch sind bei der Betrachtung einer einzelnen Zahl Grenzen gesetzt. So besteht bei einer Einzelbetrachtung der Stromgestehungskosten aufgrund der Verengung der Sichtweise die Gefahr einer Fehlinterpretation und einer daraus resultierenden Fehlentscheidung. Die Stromgestehungskosten ist eine mit Unsicherheiten behaftete Kennzahl. Diese lassen sich in erster Linie dadurch erklären, dass für die Berechnung sämtliche Werte bezüglich der gesamten Lebensdauer des Kraftwerkes erforderlich sind, welche zum Teil prognostiziert werden müssen. An dieser Stelle nennen Branker et al. (2011, S. 471) als weitere Schwachstelle, dass der Fokus oftmals zu stark auf dem statischen Wert der Stromgestehungskosten liegt, die Berechnungsgrundlage jedoch nicht transparent ist. Aus diesem Grund ist wichtig, dass die Annahmen hinter der Kennzahl ausreichend begründet und nachvollziehbar sind und es muss ersichtlich sein, welche Kostentreiber mit einbezogen wurden. Joskow (2011, S. 1) hebt hervor, dass Strom ein zeit-

lich heterogenes Gut ist, was bedeutet, dass die Wertigkeit des Stromes von dem Zeitpunkt abhängt, zu dem er erzeugt wird. Die Wertigkeit des Stromes hängt nicht nur von der eingesetzten Technologie ab, sondern wird von dem Zusammenspiel der Kraftwerke in dem betrachteten System beeinflusst. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Wertigkeit, wie sie heute über den Energy-Only-Markt berechnet wird, in einem System mit noch höheren Anteilen Erneuerbaren Energien sich anders darstellen wird und der Wert der CO₂-freien Stromerzeugung deutlich steigt.

Stromgestehungskosten können unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Abschließende Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie können anhand der einzelnen Betrachtung der Stromgestehungskosten jedoch nicht getroffen werden. An dieser Stelle darf jedoch nicht in Vergessenheit geraten, dass die Stromgestehungskosten eine kostenbasierte Kennzahl sind und keine Erlöse miteinbeziehen.

Datenanhang

	Niedrig	Mittel	Hoch
2016	306	306	306
2017	410	410	410
2018	492	512	533
2019	585	630	682
2020	690	762	859
2021	808	915	1065
2022	937	1089	1311
2023	1078	1285	1599
2024	1229	1503	1935
2025	1389	1744	2322
2026	1555	2006	2763
2027	1726	2286	3261
2028	1899	2584	3815
2029	2070	2894	4426
2030	2236	3212	5090
2031	2403	3533	5802
2032	2572	3887	6557
2033	2739	4276	7344
2034	2903	4703	8151
2035	3048	5174	8967

Tabelle 10: Entwicklung der globalen kumulierten Leistung von PV [GW], eigene Szenarien (Fraunhofer ISE)

Technologie	Lernrate (LR)	Marktszenario	Variation der LR	Variation der Szenarien
PV-Aufdach klein	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
PV-Aufdach groß	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
PV-Freiflächenanlage	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
Wind Onshore	5%	Onshore Wind moderat	8%, 3%	GWEC 450S, GWEC Advanced
Wind Offshore	5%	Offshore Wind	-	-
CSP	7,5%	Mittelwert-Szenario	10%, 4%	Greenpeace 2009, Sarasin 2010
Biogas-Anlagen	-	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Steinkohle	-	-	-	-
GuD-Kraftwerke	-	-	-	-
Gaskraftwerke	-	-	-	-

Tabelle 11: Übersicht der Lernrate und Marktszenarien

Technologie	Szenarienbezeichnung	Quelle	2020 [GW]	2035 (sofern nicht anders vermerkt) [GW]	in Prognose verwendet
Wind offshore	Offshore Wind	ISE	54	339	X
Wind onshore	Onshore Wind moderat	GWEC 2013, moderate (angepasst von ISE)	658	2196	X
Wind onshore	Onshore Wind fortschrittlich	GWEC 2013, advanced (angepasst von ISE)	879	2959	
PV	IEA Roadmap Vision	IEA, 2010	390	1446	
PV	Mittelwert-Szenario	ISE	763	5174	X
PV	EPIA Policy Driven	EPIA, 2013	759	2695 (2030)	
PV	EPIA Business as Usual	EPIA, 2013	464	1591 (2030)	
PV	Sarasin extrapoliert	Sarasin Bank, 2011	710	1853 (2030)	
CSP	Sarasin 2011	Sarasin Bank, 2011	32	91 (2030)	
CSP	Greenpeace 2009	Greenpeace, 2009	69	231 (2030)	
CSP	Trieb 2009	Trieb et. al., 2009	16	150 (2030)	X
CSP	Current Policy	SolarPACES, 2016	11	27 (2030)	
CSP	Moderate Policy	SolarPACES, 2016	22	131 (2030)	

Tabelle 12: Übersicht der Szenarien und Ausbauziele für PV, CSP und WEA

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Basierend auf Satellitendaten und Bodenwerte aus dem DWD-Messnetz

Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010

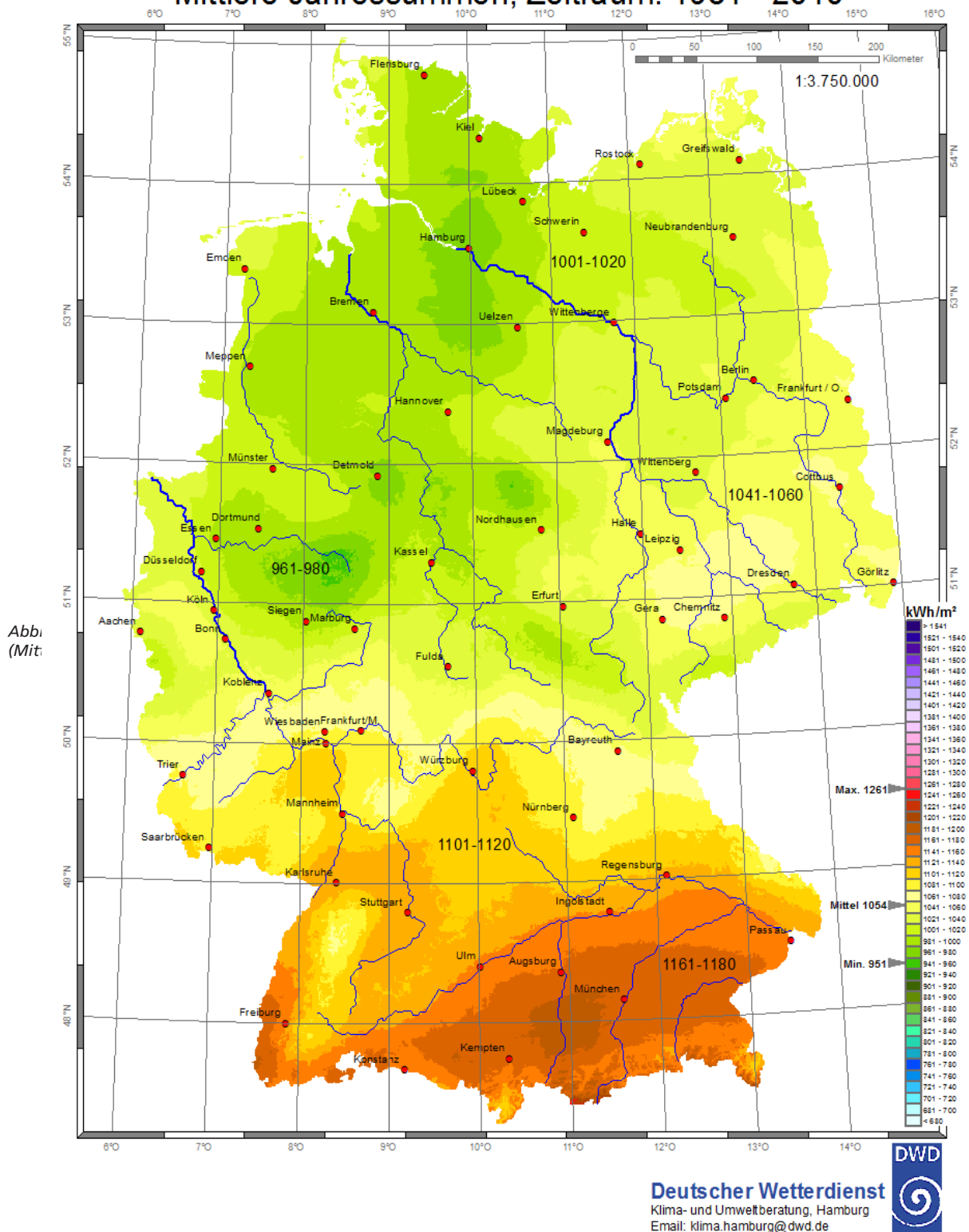


Abbildung 25: Mittlere Jahressumme der Globalstrahlung [kWh/m²] in der Bundesrepublik Deutschland von 1981-2010 (DWD 2013)

8. REFERENZEN

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2017.
- AEE (2015): Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe. Online verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_brennstoffpreise_2015/AEE_Metaanalyse_Brennstoffpreise_okt15_fixed.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2017.
- Allan, G.; Gilmartin, M.; McGregor, P.; Swales, K. (2011): Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK. Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. In: *Energy Policy* 39 (1), S. 23–39. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.029.
- BDEW (2017): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017. Haushalte und Industrie. Hg. v. BDEW. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf.
- BMW (2017a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=28, zuletzt geprüft am 17.01.2018.
- BMW (2017b): Erneuerbare Energien in Zahlen 2017. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- BNetzA (2017): EEG-Umlage. Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie? Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html>, zuletzt aktualisiert am Oktober 2017, zuletzt geprüft am 31.10.2017.
- BNetzA (2018): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 17.01.2018.
- Banker, K.; Pathak, M. J. M.; Pearce, J. M. (2011): A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), S. 4470–4482. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104.
- Brown, C.; Poudineh, R.; Foley, B. (2015): Achieving a cost-competitive offshore wind power industry. What is the most effective policy framework? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- BSW (2018): Photovoltaik-Preismonitor Deutschland: Ergebnisse 1.Quartal; Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- Burger, B. (2017): Stromerzeugung in Deutschland im ersten Halbjahr 2017. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017_Halbjahr_1.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2017.

DFBZ (2010): Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte. Sonderheft zum DBFZ Report. Unter Mitarbeit von Daniela Thrän, Katja Bunzel, Cornelia Viehmann, Daniel Büchner, Erik Fischer, Arne Gröngröft et al. Hg. v. Deutsches BiomasseForschungsZentrum. DFBZ.

DFBZ (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz(EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011. Unter Mitarbeit von Nadja Rensberg, Christiane Hennig, Karin Naumann, Eric Billig, Philipp Sauter, Jaqueline Daniel-Gromke et al. Hg. v. Deutsches BiomasseForschungsZentrum und Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/06_Monitoring_EB_Maerz_2012.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Díaz, G.; Gómez-Aleixandre, J.; Coto, J. (2015): Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation. In: Energy Conversion and Management 101, S. 721–729. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.023.

DLR Rheinland-Pfalz (2017): Kalkulationsmuster Nachwachsende Rohstoffe für Biogasproduktion (Fiktive Bei-spiele). Online verfügbar unter [http://www.dlr.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/eec1b5aef8ec06cdc125770a00275ee5/\\$FILE/Kalkulationsbeispiele_Kulturen_Juni_2017.pdf](http://www.dlr.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/eec1b5aef8ec06cdc125770a00275ee5/$FILE/Kalkulationsbeispiele_Kulturen_Juni_2017.pdf), zuletzt aktualisiert am Juni 2017, zuletzt geprüft am 11.10.2017.

DW (2017): World Offshore Wind Market Forecast 2017-2026. Douglas Westwood. Online verfügbar unter <http://www.douglas-westwood.com/report/renewables/world-offshore-wind-market-forecast-2017-2026/>, zuletzt geprüft am 14.10.2017.

DWD (2013), Strahlungskarte des Deutschen Wetterdienst: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 – 2010, DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg.

EIA (2017): Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017. U.S. Energy Information Administration. Online verfügbar unter https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2017.

Fachverband Biogas (2017): Biogas market data in Germany 2016/2017. Hg. v. Fachverband Biogas e.V. Online verfügbar unter [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/d/DE_Branchenzahlen/\\$file/17-10-13_Biogasindustryfigures-2016-2017.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/d/DE_Branchenzahlen/$file/17-10-13_Biogasindustryfigures-2016-2017.pdf), zuletzt aktualisiert am 10.2017, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Feroli, F.; Schoots, K.; van der Zwaan, B.C.C. (2009): Use and limitations of learning curves for energy technology policy. A component-learning hypothesis. In: Energy Policy 37 (7), S. 2525–2535. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.043.

Fraunhofer ISE (2017A): Energy Charts: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm?year=all&period=annual&type=power_inst, zuletzt geprüft am 11.10.2017.

Fraunhofer ISE (2018): Energy Charts: Jährliche Stromerzeugung in Deutschland in 2018. Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=2018, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

Fraunhofer IWES (2018): Wind Monitor. Online verfügbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

Fraunhofer ISE (2017B): Photovoltaics Report. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Greenpeace e. V. (2009): Concentrating Solar Power Global Outlook 09. Why Renewable Energy is Hot. Greenpeace e. V.

Greenpeace International; ESTELA; SolarPACES (2016): Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016. Unter Mitarbeit von Sven Teske, Janis Leung, Luis Crespo, Marcel Bial, Elena Dufour und Christoph Richter. Hg. v. Greenpeace International, ESTELA und SolarPACES, zuletzt geprüft am 22.01.2018.

Gross, R.; Heptonstall, P.; Blyth, W. (2007): Investment in electricity generation: the role of costs, incentives and risks. A report produced by Imperial College Centre for Energy Policy and Technology (ICEPT) for the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre. Online verfügbar unter <http://www.ukerc.ac.uk/publications/investment-in-electricity-generation-the-role-of-costs-incentives-and-risks.html>, zuletzt geprüft am 04.10.2017.

GWEC (2013): Global Wind Statistics 2012. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

GWEC (2017a): Cumulative market forecast by region 2017-2021. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/04/2_Cumulative-Market-Forecast-by-Region-2017-2021.jpg, zuletzt aktualisiert am April 2017, zuletzt geprüft am 22.10.2017.

GWEC (2017b): Global Wind Statistics 2016. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf, zuletzt aktualisiert am 10.02.2017, zuletzt geprüft am 22.10.2017.

GWEC (2018): Global Statistics. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter [at http://gwec.net/global-figures/graphs/#](http://gwec.net/global-figures/graphs/#), zuletzt geprüft 03.05.2018.

Hecking, H.; Kruse, J.; Obermüller, F. (2017): Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO₂. Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Online verfügbar unter <http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/01/Analyse-eines-EUweiten-Mindestpreises-f%C3%BCr-CO2.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2017.

Heendeniya, C.B. (2017): Modelling and evaluation of autonomous scenarios using cost minimized system optimization with a focus on electricity network. Masterthesis angefertigt am Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme ISE

Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2013): Studie: Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.

Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2015): Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.

Hill, Joshua S. (2017): Global Solar Market Demand Expected To Reach 100 Gigawatts In 2017. Hg. v. Clean Technica. Online verfügbar unter <https://cleantechnica.com/2017/10/27/global-solar-market-demand-expected-reach-100-gw-2017-solarpower-europe/>.

IEA (2017): World Energy Outlook-2017.

IAEA (2018): The Power Reactor Information System (PRIS). Online verfügbar unter <https://www.iaea.org/pris/>, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

IRENA (2016): Innovation Outlook: Offshore Wind. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Innovation_Outlook_Offshore_Wind_2016.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2017.

IRENA (2018): Renewable Energy Capacity Statistics 2018. Abu Dhabi. Accessible Online at http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf, checked last on 03.05.2018.

Joskow, P. L. (2011): Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. In: EUI Working Paper RSCAS 45.

Konstantin, P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3rd ed.

Dordrecht: Springer (VDI-Buch).

Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S.; Nold, S.; Lude, S.; Schlegl, T. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - November 2013. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>

Kost, C.; Schlegl, T. (2010): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Dezember 2010. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2010_ISE_110706_Stromgestehungskosten_mit%20DB_CKost.pdf.

- Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Mai 2012. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
- Lai, C. S.; McCulloch, M. D. (2016): Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems. In: Computing Research Repository. Online verfügbar unter <http://arxiv.org/abs/1609.06000>.
- Leopoldina, acatech, Akademienunion (Hg.) (2017): Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende, ISBN: 978-3-8047-3672-6
- Liu, Z.; Zhang, W.; Zhao, C.; Yuan, J. (2015): The Economics of Wind Power in China and Policy Implications. In: *Energies* 8 (2), S. 1529–1546. DOI: 10.3390/en8021529.
- Myhr, A.; Bjerkseter, C.; Ågotnes, A.; Nygaard, T. A. (2014): Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. In: *Renewable Energy* 66, S. 714–728. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.017.
- Orioli, A.; Di Gangi, A. (2015): The recent change in the Italian policies for photovoltaics. Effects on the pay-back period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts. In: *Energy* 93, S. 1989–2005. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.089.
- Ouyang, X.; Lin, B. (2014): Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. In: *Energy Policy* 70, S. 64–73. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.03.030.
- Prognos AG (2013): Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende. Prognos AG im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Be-lectric_Studie_Freiflaechen_Solkraftwerke_02.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2017.
- PV magazine (2018): India second largest solar market on back of 113 GW global installations. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.com/2018/04/05/2018-india-second-largest-solar-market-on-back-of-113-gw-global-installations/>, zuletzt geprüft 09.05.2018
- pvXchange (2018): www.pvxchange.com
- Reich, Nils H.; Mueller, Bjoern; Armbruster, Alfons; van Sark, Wilfried G. J. H. M.; Kiefer, Klaus; Reise, Christian (2012): Performance ratio revisited. Is PR > 90% realistic? In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 20 (6), S. 717–726. DOI: 10.1002/pip.1219.
- REN21 (2017): Renewables 2017 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat. Online verfügbar unter http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Reuter, A.; Elsner, P. (2016): Windkraftanlagen. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung); Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Windkraftanlagen.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2017.
- Sarasin Bank (2011): Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze. Studie der Sarasin Bank.
- Scheftelowitz, M.; Lauer, M.; Trommler, M.; Barchmann, T.; Thrän, D. (2016): Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017. Deutsches Biomasseforschungszentrum im Auftrag vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Ausschreibungsdesign_Biomasse_EEG_2016_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2017.
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 21.09.2017.

- Schneider M.; Forggatt, A. (2013): The World Nuclear Industry Status Report 2013. Unter Mitarbeit von K. Hosokawa, S. Thomas, Y. Yamaguchi und J. Hazemann. Paris,London. Online verfügbar unter <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/20130716msc-worldnuclearreport2013-lr-v4.pdf>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Scholwin, F.; Trommler, M.; Rensberg, N.; Krautz, A.; Henning, C.; Zimmer, Y. et al. (2011): Nachhaltige Bio-gaserzeugung in Deutschland – Bewertung der Wirkungen des EEG. Endbericht, im Auftrag des BMELV (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz). Deutsches BiomasseForschungsZentrum; Leipzig, Johann Heinrich von Thünen Institut; Braunschweig, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena, Kuratorium für Technik, Bauwesen und Landwirtschaft. Darmstadt.
- Stenull, M.; Härdtlein, M.; Eltrop, L.; Dederer, M.; Messner, J. (2011): Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg. Ergebnisse aus einer Umfrage für das Betriebsjahr 2009. Hg. v. Universität Stuttgart und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Taumann, M. (2012): Modellierung des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in Deutschland. Masterthesis. angefertigt am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Tegen, S.; Hand, M.; Maples, B.; Lantz, E.; Schwabe P.; Smith, A. (2012): 2010 Cost of Wind Energy Review. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2017.
- Tidball, R.; Bluestein, J.; Rodriguez, N.; Knoke, S. (2010): Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48595.pdf>, zuletzt geprüft am 26.09.2017.
- Trieb, Franz; O'Sullivan, Marlene; Pregger, Thomas; Schillings, Christoph; Krewitt, Wolfram (2009): Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe. Potential, Infrastructure and Cost. DLR.
- Trieb, Franz; O'Sullivan, Marlene; Pregger, Thomas; Schillings, Christoph; Krewitt, Wolfram (2009): Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe. Potential, Infrastructure and Cost. DLR.
- Viebahn, Peter; Kronshage, Stefan; Trieb, Franz; Lechon, Yolanda (2008): Final report concentrating solar thermal power plants. Deliverable n° 12.2 - RS Ia. DLR; CIEMAT.
- Wiesenfarth, M.; Philipps, Simon P.; Bett, Andreas W.; Horowitz, Kelsey; Kurtz, Sarah (2017): Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. Version 1.3. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme; National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cpv-report-ise-nrel.pdf>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale, 0).
- Wirth, H. (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 25.10.2017.
- World Bank (2017): World Bank Commodities Price Forecast. Online verfügbar unter <http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/CMO-January-2017-Forecasts.pdf>, zuletzt geprüft am 03.08.2017.
- World Energy Council (2016): World Energy Resources. Wind | 2016. Online verfügbar unter https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Wind_2016.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2017.
- Wright, T. P. (1936): Factors Affecting the Cost of Airplanes. In: Journal of the Aeronautical Sciences 3 (4), S. 122–128. DOI: 10.2514/8.155.

GESCHÄFTSFELD ENERGIESYSTEMANALYSE AM FRAUNHOFER ISE

Die erneuerbaren Energietechnologien haben sich in den vergangenen Jahren rasant entwickelt: Die Preise sind stark gefallen, gleichzeitig ist die installierte Leistung von erneuerbaren Energietechnologien stark gestiegen. Weltweit haben sich die erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, nicht nur zu einer wichtigen Industriesparte entwickelt, sondern tragen mit ihrem Wachstum auch zu starken Veränderungen im Energiesystem bei.

Aus dieser Veränderung ergeben sich neue, interessante Forschungsfragen, die hauptsächlich auf die Integration und das Zusammenspiel der erneuerbaren Energien im System abzielen: Wie ist eine kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Energieresourcen in verschiedenen Regionen zu erreichen? Wie können verschiedene Technologien miteinander kombiniert werden, um den Energiebedarf optimal zu decken? Wie wird sich das Energiesystem insgesamt entwickeln? An welchen Stellen muss diese Entwicklung durch den Staat unterstützt werden?

Das Fraunhofer ISE bietet für diese Fragestellungen eine Reihe von Lösungen an, die in den folgenden Geschäftsfeldthemen abgedeckt werden:

- Techno-ökonomische Bewertung von Energietechnologien
Finanzierungskosten
- Marktanalysen und Geschäftsmodelle
- Kraftwerkseinsatzplanung und Betriebsstrategien
- Modellierung von Energieversorgungsszenarien
- Nationale und regionale Energieversorgungskonzepte

Am Fraunhofer ISE werden verschiedene Energietechnologien unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert, wie beispielsweise anhand von Stromgestehungskosten.

Weiterhin kann der Einsatz erneuerbarer Technologien für einen Kraftwerkspark oder ein Land durch eine Betrachtung des Zusammenspiels der Komponenten hinsichtlich bestimmter Zielkriterien optimal ausgelegt werden.

Das Geschäftsfeld Energiesystemanalyse untersucht die Transformation des Energiesystems mit Hilfe von sehr unterschiedlichen methodischen Ansätze: Zum einen kann für ein bestimmtes CO₂-Minderungsziel ein sektorübergreifendes Zielsystem nach minimalen volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt werden. Zum anderen kann durch Investitionsentscheidungsmodelle aufgezeigt werden, wie sich das Energiesystem unter bestimmten Rahmenbedingungen entwickelt und wie das Zusammenspiel der Komponenten im Energiesystem funktioniert. Somit können unsere Modelle eine fundierte Grundlage für die Entscheidung über die Rahmenbedingungen einer zukünftigen Energieversorgung bieten.

Ein weiterer Baustein des Geschäftsfeldes Energiesystemanalyse ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen, die wir unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen in verschiedenen Märkten anbieten. Wir entwickeln Möglichkeiten, wie erneuerbare Energietechnologien in Zukunft verstärkt zur Anwendung kommen können, auch in Ländern, in denen sie bisher noch nicht stark verbreitet sind. Auf diese Weise bietet das Fraunhofer ISE umfassende Analysemethoden sowie Forschung und Studien zu technologischen und ökonomischen Fragestellungen an, um die Herausforderungen eines sich ändernden Energiesystems zu bewältigen.

Weitere Informationen und Kontaktinformationen für Ihre Anfragen zum Geschäftsfeld Energiesystemanalyse finden Sie unter:

www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/energy-system-analysis



Fraunhofer

ISE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Leiter Geschäftsfeld Energiesystemanalyse:

Dr. Thomas Schlegl

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2

79110 Freiburg

www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Dr. Andreas Bett