

CLIMATE CHANGE

23/2012

Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien

Forschungskennzahl 363 01 413
UBA-FB 001660

Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien

von

**Dr. Michael Pahle
Dr. Brigitte Knopf
Oliver Tietjen
Eva Schmid**

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V.

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.uba.de/uba-info-medien/4351.html>
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

ISSN 1862-4359

Durchführung
der Studie: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V.
Postfach 60 12 03
14412 Potsdam

Abschlussdatum: Mai 2012

Herausgeber: Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

Redaktion: Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum
Dirk Osiek, Benjamin Lünenbürger

Dessau-Roßlau, September 2012

Kurzbeschreibung

Diese Studie untersucht eine Reihe von aktuellen Szenarien zur langfristigen Transformation des Energiesystems hin zu hohen Anteilen von erneuerbaren Energien (EE) mit Fokus auf die damit verbundenen Kosten. Die Auswahl umfasst Szenarien für Deutschland, Europa und die ganze Welt und erfolgte nach der Maßgabe, dass bis zum Jahr 2050 mindestens 80% des Stromverbrauchs durch EE gedeckt werden; darüber hinaus wurde die Relevanz in der öffentlichen Debatte berücksichtigt. Die eigentlichen Gesamtkosten des Umbaus untergliedern sich allerdings in mehrere Bestandteile, die in den verschiedenen Szenarien in sehr unterschiedlichem Ausmaß und unter Verwendung verschiedener Methodologien untersucht werden. Aus diesem Grund können die Gesamtkosten selbst nicht miteinander verglichen werden. Dies ist nur für die spezifischen Investitionskosten der EE-Technologien möglich, die Bestandteil aller Szenarien sind und relativ einheitlich gehandhabt werden. Man kann jedoch davon ausgehen, dass diese Kosten einen erheblichen Beitrag an den Gesamtkosten haben.

Der wesentliche Mechanismus für die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten ist das "Lernen" der EE-Technologien, dessen gängigste Form ("Lernen durch Anwendung") einer Senkung der Kosten in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Kapazität entspricht. In allen untersuchten Szenarien ist dieses Lernen zentraler Bestandteil des methodischen Ansatzes und führt dazu, dass sich die spezifischen Investitionskosten für die EE-Technologien bis zum Jahr 2050 zum Teil deutlich reduzieren. Die größten Kostensenkungen entfallen dabei auf die Photovoltaik (PV), die weltweit ein sehr großes Potenzial besitzt und vergleichsweise noch wenig weit entwickelt ist. Die geringsten Kostensenkungen werden für die bereits weit entwickelte Windenergie (Onshore) projiziert. Im Hinblick auf den Zubau verschiedener EE-Technologien und damit die gesamten Investitionskosten sind allerdings nicht nur die spezifischen Kosten maßgeblich, sondern auch deren ökonomische Potenziale in den jeweils betrachteten Regionen. Entsprechend dieser Potenziale findet man, dass in Deutschland die Windenergie die wichtigste Rolle spielt, wohingegen die globale Ebene von der Solarenergie dominiert wird. Für Europa ergibt sich ein gemischtes Bild, wobei die Solarenergie vor allem bei Einbeziehung des Mittleren Ostens und Nordafrika zum Tragen kommt.

Zur Bewertung der Umsetzung des Lernens und der damit verbunden Kostensenkungen in den Szenarien ist es notwendig, die wissenschaftlichen Grundlagen und Befunde heranzuziehen. Grundsätzlich handelt es sich beim „Lernen durch Anwendung“ um einen statistischen Zusammenhang, dessen Größe durch die Lernrate und dessen Anwendbarkeit durch ein Bestimmtheitsmaß beschrieben wird. Empirische Untersuchungen kommen diesbezüglich zu zwei Ergebnissen: Erstens, die Lernraten für alle EE-Technologie weisen Bandbreiten auf, die umso größer sind, je geringer der Reifegrad der Technologie ist. Während z.B. für Windenergie (Onshore) die Lernraten nur wenig streuen, finden sich bei Windenergie (Offshore) erhebliche Unterschiede. Zweitens, die Gültigkeit des statistischen Zusammenhangs ist umso größer, je kleinskaliger und modularer eine Technologie ist. Zukünftige Kostensenkungen durch Kapazitätszubau sind also beispielsweise für PV relativ gesichert, während dies für Windenergie (Offshore) und Solarthermische Kraftwerke (CSP) weitaus weniger gilt.

Die Umsetzung des Lernens in den Szenarien berücksichtigt diese Befunde nur sehr begrenzt. Zum einen wird der Zusammenhang zwischen Kostensenkungen und Kapazitätszubau als gesichert angenommen, obwohl dies wie beschrieben nicht auf alle Technologien zutrifft. Zum anderen wird ausschließlich eine einzige Lernrate für jede Technologie zugrunde gelegt, obwohl zum Teil erhebliche Bandbreiten existieren. Zur Rechtfertigung der Auswahl eines konkreten Wertes wird in den Szenarien oft auf Expertenurteile verwiesen, ohne diese jedoch im Hinblick auf die Wissenschaftlichkeit des Verfahrens zu dokumentieren. Darüber hinaus ist auch die Anwendung der Lernrate selbst nicht immer eindeutig. In den meisten Szenarien stellen die Lernraten ausschließlich eine Orientierung dar, um den globalen Zubau der EE-Kapazitäten abzuschätzen. Ein solches Verfahren erfüllt aber nur minimale analytische Ansprüche. Aus den genannten Gründen ist es empfehlenswert,

zukünftig robuste Ausbaupfade für die Entwicklung der EE zu identifizieren, die den genannten Unsicherheiten und Eventualitäten Rechnung tragen und über konsistente und transparente Modellierung einen analytischen Mehrwert schaffen.

Abstract

This study investigates current scenarios for a long-term transformation of the energy system towards high shares of renewable energy sources (RES) with a focus the associated costs. The scenarios include different regional scopes (Germany, Europe, and World) and were selected according to the following criteria: a minimum share of 80% RES electricity production in the power sector in 2050 and relevance in the public debate. Total transformation costs consist of a number of components, and scenarios are selective in terms of covered components as well as applied methodologies. For that reason total transformation costs are not comparable across scenarios. This can only be done for specific investment costs of RES technologies, which all scenarios rely on and treat in a consistent manner. Moreover, it can be assumed that specific investment costs are an essential driver of total transition costs.

The essential mechanism for the development of future specific investment costs is the “learning” inherent to RES technologies. It is most widely used in the form of learning-by-doing, which assumes that specific investment costs decrease with increasing cumulated installed capacity. In fact, all investigated scenarios take account of learning-by-doing, by which the costs of all technologies are reduced until 2050. The largest reductions occur for solar energy (PV), which has abundant worldwide potential and a still relatively low degree of technological maturity. In contrast, the smallest reductions occur for wind energy (onshore), which is already mature and where expected technological progress is thus limited. Regarding capacity deployment, another relevant factor is the economic potential available in the respective region. They give rise to wind energy as the major technology in Germany, whereas solar energy dominates on the global level. For Europe the situation is more ambiguous, but solar energy is always an important option in case imports from the Middle East and North Africa are included.

In order to assess the implementation of learning-by-doing and the derived cost reductions in the scenarios, it is necessary to clarify theoretical approaches and empirical evidence. From a scientific point of view learning-by-doing is a statistical relationship that is quantified by the learning rate, and for which a coefficient of determination characterizes its explanatory power. Empirical research on RES technologies so far arrives at two findings: First, learning rates exhibit ranges, which are higher for less mature technologies. For example, ranges for wind energy (onshore) are relatively low, whereas ranges for wind energy (offshore) are relatively high. Second, the explanatory power of the statistical relationship representing learning-by-doing is higher for low-scale modular technologies, and lower for large-scale plant-type technologies. That is, this type of learning is more likely to describe the future cost development of solar (PV), and less likely to describe the future cost development of for example wind energy (offshore) or thermal solar energy (CSP).

The implementations of learning-by-doing in the scenarios hardly reflect these two findings. First, the statistical relationship is always assumed to have full explanatory power, even though this is far from being the case for most RES technologies. Second, just a single learning rate per technology is used in all scenarios, even though the literature identifies a range of rates. This practice is often justified by drawing on expert judgments, but without providing the particular method and making details transparent. Furthermore, the way in which the learning rate is applied is sometimes ambiguous. In many scenarios learning rates merely serve as an orientation to estimate global capacity deployment and cost reductions. Such a procedure is clearly insufficient on analytical grounds. For that reason it is recommended to develop additional robust deployment pathways for RES, which take account of uncertainties and are based on consistent and transparent modeling that guarantees scientific rigor.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

1 Auswahl & Übersicht der Studien.....	1
2 Kosten des Ausbaus von EE.....	4
2.1 Kosten: Methodologien & Metriken	5
2.2 Übersicht und Vergleich der Kosten in den Studien.....	10
2.3 Faktoren & Determinanten der Kosten	20
3 Lernen der Erneuerbaren Energien.....	21
3.1 Technologisches Lernen: Ansätze & Theorien	21
3.2 Übersicht & Vergleich der Lernraten in den Studien.....	24
3.3 Abfahren der Lernkurven	31
3.4 Systemintegration bei sehr hohen EE Anteilen.....	39
Fact Sheets	48
Quellenverzeichnis	65
Datenanhang.....	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemische Übersicht der Kosten des Ausbaus von EE.	4
Abbildung 2: Spanne aktueller globaler LCOE für kommerziell verfügbare EE und konventionelle Technologien.	8
Abbildung 3: Übersicht und Zusammenhang verschiedener Kostenmetriken.	9
Abbildung 4: Installationskosten von PV-Anlagen in Europa, Japan und den USA.	11
Abbildung 5: Investitionskosten der verschiedenen Technologien im Startjahr.	12
Abbildung 6: Investitionskosten für die verschiedenen Technologien im Jahr 2050.	14
Abbildung 7: Investitionskosten im Jahr 2050 in den Studien im Vergleich zu der Referenzstudie der IEA (2010a).	15
Abbildung 8: Anteil der jeweiligen Technologie an der Stromproduktion und Investitionskosten im Jahr 2050.	17
Abbildung 9: Angebotskurven für Elektrizitätserzeugung aus EE für OECD Europa für verschiedene Studien.	18
Abbildung 10: Technische Potentiale verglichen mit dem Primärenergieverbrauch (2007).	18
Abbildung 11: Schätzung der Lernkurve Wind-Offshore.	27
Abbildung 12: Schätzung der Lernkurve Wind-Offshore.	27
Abbildung 13: Schätzung der Lernkurven verschiedener Technologien.	29
Abbildung 14: Systempreis für fertig installierte Aufdachanlagen bis 100 Kilowatt.	30
Abbildung 15: Schematische Darstellung des Abfahrens unterschiedlicher Lernkurven.	31
Abbildung 16: Kostendegressionen für Wind-Onshore.	35
Abbildung 17: Kostendegressionen für Wind-Offshore.	36
Abbildung 18: Kostendegressionen für Solar-PV.	37
Abbildung 19: Kostendegressionen für Solar-CSP.	38
Abbildung 20: Beispielhafte residuale Lastdauerkurve.	39
Abbildung 21: Residuale Lastkurve für Deutschland bei steigendem Anteil der EE über die Zeit.	40
Abbildung 22: Kosten des Ausbaus für erneuerbare Energien unterteilt in verschiedene Kategorien.	43
Abbildung 23: Investitionsbedarf bis 2020 in die Verteilnetze.	44
Abbildung 24: Vergleich der erwarteten Kosten für den Netzanschluss für Windenergie.	44
Abbildung 25: Kosten für Tagesspeicher (Betreiberkosten).	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auswahl der Studien, jeweilige Zielsetzung und EE Anteil im Jahr 2050	1
Tabelle 2: Statistische Kennwerte der Investitionskosten der EE im Startjahr und für das Jahr 2050.	10
Tabelle 3: Anteil der EE an der Stromerzeugung.	16
Tabelle 4: Lernraten in den Studien und deren Quellen.	24
Tabelle 5: Abfahren der Lernkurve und Modellierungsansatz in den Studien.	32
Tabelle 6: Übersicht über die Abbildung von Aspekten der Systemintegration in den Studien.	40
Tabelle 7: Vergleich von Erfüllungskosten / Investitionen und Kosten für den Netzausbau in verschiedenen Studien.	45

1 Auswahl & Übersicht der Studien

Ziel dieser Untersuchung ist es, Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien (EE) bis 2050 mit nationalem, europäischem oder internationalem Fokus zu untersuchen, die eine ökonomische Betrachtung mit einschließen. Die Studien sollen darüber hinaus verglichen und bewertet werden. Als wesentliches Kriterium für die Auswahl galt dabei ein EE Anteil von mindestens 80% am Stromverbrauch im Jahr 2050. Außerdem wurden die Relevanz in der öffentlichen Debatte und die Aktualität berücksichtigt. Eine Übersicht der Studien, die der Untersuchung zugrunde liegen, findet sich in Tabelle 1. Die Auswahl umfasst ein breites Spektrum von Auftraggebern (Administration, NGOs, Verbände) und Autoren bzw. den Analysen zugrunde liegenden Modellen. Daher ist davon auszugehen, dass innerhalb der Grenzen der Zielsetzung eine breite Einsicht in die verschiedenen Ansätze und Ergebnisse zu erwarten ist, durch die ein umfassender und damit aussagekräftiger Vergleich möglich ist.

Tabelle 1: Auswahl der Studien, jeweilige Zielsetzung und EE Anteil im Jahr 2050

	Zielstellung	Anteil EE am Stromverbrauch¹ (2050)
Deutschland		
DLR/IWES/IFNE (2010) ² (BMU Leitstudie)	Emissionsreduktion (CO ₂) um 85% bis zum Jahr 2050; Erreichung der EE Ausbauziele gemäß Energiekonzept	Szenario 2010A: 86% Szenario B-100%-S/H2: 100%
SRU (2011)	100% EE im Stromsektor im Jahr 2050	Szenarien 3a/b: 100%
WWF (2009)	Emissionsreduktion (THG) um 95% bis zum Jahr 2050	Szenario „Innovation ohne CCS“: 97%
Greenpeace (2009)	Emissionsreduktion (THG) um rund 90% bis zum 2050 ²	100%
EWI/GWS/Prognos (2010) (Energieszenarien der Bundesregierung)	Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung; Anteil der EE am Primärenergieverbrauch $\geq 50\%$	Szenario IA: 78% (EE-Erzeugung aufgrund von Exporten über 80%)
WI/PIK (2010)	Langfristige konsistente Klimaschutzpfade für Deutschland	Szenarien SW_hoch/SW_mod: 95%
Europa		
EC (2011) (EU Energy Roadmap)	Emissionsreduktion (THG) um 80% bis zum Jahr 2050	Szenario 4: 83,1% Szenario Reference: 40,3%*
ECF (2010)	Emissionsreduktion (THG) um 80% bis zum Jahr 2050	Scenario 80% Pathway: 80% (alle Sektoren) Scenario 60% Pathway: 60% (alle Sektoren)*
EREC (2010)	100% EE im Jahr 2050	100%
PWC/PIK/IIASA/ECF (2010)	100% EE im Stromsektor im Jahr 2050	100% (inkl. Nordafrika)
EWI/Energynautics (2011)	80% EE im Stromsektor im Jahr 2050	Szenario A: 80% (optimaler Netzausbau) Szenario B: 80% (moderater Netzausbau) Jeweils exklusive EE-Importe aus Afrika
Welt		

	Zielstellung	Anteil EE am Stromverbrauch¹ (2050)
PIK/IIRM/IfE (2011)	Kosteneffektive Erreichung des 2° Ziels (400 Gt CO ₂ Budget 2005-2100)	<80% ^{3*}
Greenpeace (2010) (Energy [R]evolution)	Reduktion der CO ₂ Emission auf 10t/a im Jahr 2050; Moratorium der Atomenergie	Energy [R]evolution Szenario: 79,4% Adv. Energy [R]evolution Szenario: 94,6%
WWF (2011)	100% EE im Jahr 2050	100% (alle Sektoren)
IEA (2010a) (Energy Technology Perspectives)	Emissionsreduktion (CO ₂) um 50% bis zum Jahr 2050 relativ zu 2005 (BLUE Map Szenario)	BLUE Map Szenario: 48% je nach Region* BLUE hi REN Szenario: 75%
Energy Watch Group (2008)	Demonstration der Erreichbarkeit hoher EE Ziele	Szenario High Variant: 62% (2030)*
*Szenarien mit EE Anteil <80%; siehe Hinweise im Text ¹Die Anteile beziehen sich je nach Studie auf den Brutto- bzw. Nettostromverbrauch. Darin enthalten sind auch Importe bei nationalen Studien. ²Die Leitstudie 2012 lag zur Zeit der Auswertung noch nicht vor ³Abgeleitet aus Fortführung des IKEP ⁴Keine genauen Angaben vorhanden (grafische Abschätzung); Daten angefragt		

Im Hinblick auf die Zielsetzung der Studien ist anzumerken, dass ein direktes Ausbauziel für EE nicht immer vorlag. Manche Studien „beschränken“ sich auf ambitionierte Emissionsminderungen von Treibhausgasen (THG) in Höhe von 80-95%. Aufgrund der relativ kostengünstigen Vermeidungsoptionen im Vergleich zu anderen Sektoren bedeutet das in der Regel allerdings, dass die Dekarbonisierung des Stromsektors durch EE zu einem ähnlichen oder noch höheren Prozentsatz erfolgt.

Die obige Übersicht zeigt weiterhin den in den jeweiligen Szenarien tatsächlich erreichten Anteil der EE am Stromverbrauch. Bei Studien, die mehrere Szenarien untersucht haben, wurden jeweils die berücksichtigt, die dem EE Anteilskriterium genügen bzw. das Standardszenario darstellen. Ein Blick auf die erreichten Anteile zeigt, dass es allerdings einige Ausnahmen gibt. Für die EU Energy Roadmap wurde zwar ein passendes Dekarbonisierungsszenario gerechnet, allerdings liegt ein Großteil der Kostendaten nur für den Referenzfall vor. Ähnliches gilt bei der Studie der ECF, wo sich Angaben größtenteils nur für das Szenario „60% Pathway“ finden. Weiterhin erreichen drei Studien den geforderten EE Anteil prinzipiell nicht: die vom BMU geförderte Studie „Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien“ (PIK/IIRM/IfE 2011), die Studie „Energy Technology Perspectives 2010“ (IEA 2010a) und die Studie „Renewable Energy Outlook 2030“ (Energy Watch Group 2008). Bei der IEA Studie kommt hinzu, dass die angegebenen Kostendaten sich auf das Szenario mit niedrigeren EE Anteil beziehen.

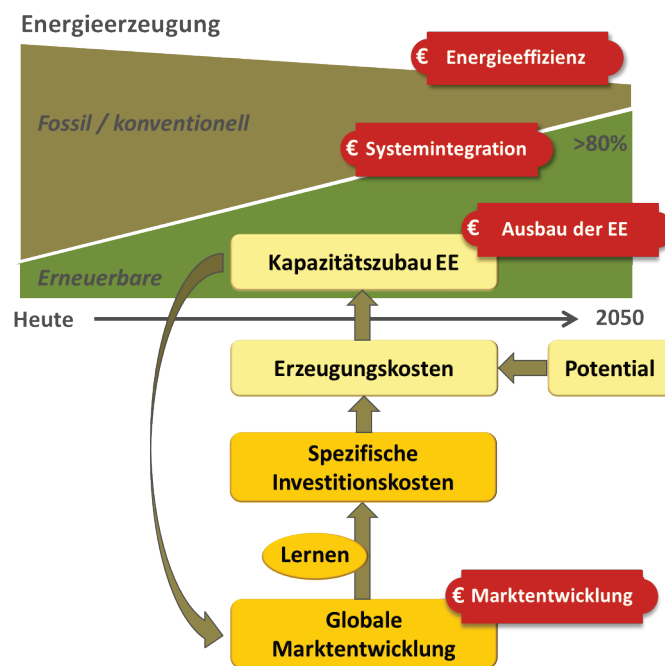
Unter den insgesamt ausgewählten Studien sind zwei von besonderer Wichtigkeit, da sie in den anderen Studien dieser Untersuchung und auch in sonstigen wissenschaftlichen Analysen häufig als Referenz dienen. Das ist einerseits die BMU Leitstudie 2010, die vor allem im nationalen Kontext eine große Rolle spielt und andererseits die der Internationalen Energie Agentur (IEA), auf die sich insgesamt häufig bezogen wird. Bei der IEA sind dies in der Regel die Szenarien des jährlich erscheinenden „World Energy Outlook“. Eine entscheidende Einschränkung dieser Szenarien für diese Untersuchung besteht in ihrem Zeithorizont: Der WEO 2011 umfasst einen Zeitraum, der lediglich bis zum Jahr 2035 reicht. Aus diesem Grund wird hier die letzte Ausgabe der „Energy Technology Perspectives“ verwendet, die Projektionen bis zum Jahr 2050 beinhaltet. Sofern notwendig werden jedoch auch ergänzend Informationen aus anderen IEA Publikationen hinzugezogen.

Abschließend ist zu erwähnen, dass es neben dieser Untersuchung noch eine Reihe weiterer Meta-Analysen existieren, die Energieszenarien vergleichen – wenn auch mit größtenteils unterschiedlichen Fragestellungen. Martinot et al. (2007) untersuchen „Renewable Energy Futures“ bis 2050 im Hinblick auf Ziele, Szenarien und Transformationspfade. Bezüglich der Kosten werden allerdings nur die Ergebnisse einer früheren Ausgabe der IEA ETP („Energy Technology Perspectives“) betrachtet. Krewitt et al. (2009) haben, ebenfalls im Auftrag des UBA, für die Untersuchung der Rolle und des Potentials von EE in der globalen Energieversorgung Szenarien aus dem Jahr 2008 ausgewertet: das EU NEEDS Projekt, die IEA ETP, das Greenpeace Energy [R]evolution Szenario und die BMU Leitstudie. Alle Studien mit Ausnahme des NEEDS Projekts liegen mittlerweile aktualisiert vor und werden auch in dieser Untersuchung berücksichtigt. Der „Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation“ (SRREN) des IPCC (2011) untersucht vier aktuellere globale Szenarien, ohne allerdings die Kosten systematisch zu vergleichen. Es werden nur einige Beispiele dafür angeführt, dass „input cost assumptions [...] play a major role in determining the scenario energy mix“. Eine weitere Untersuchung von Förster et al. (2012) betrachtet drei aktuelle Szenarien, davon zwei mit Fokus Europa: das Greenpeace Energy [R]evolution Szenario, die ECF Roadmap 2050 (siehe oben) und die „Power Choices“ Studie von Eurelectric. Die Kosten werden – wie auch im Wesentlichen in dieser Untersuchung – nur auf der Input-Seite gegenübergestellt. Eine wesentliche Erkenntnis dieses Vergleichs ist, dass sowohl im Hinblick auf die Angabe von konkreten Daten als auch bei der konkreten Anwendung von Lernen unzureichende Transparenz besteht. Letztlich enthält auch der technische Anhang zur EU Energy Roadmap (EC 2011) einen Vergleich ausgewählter Stakeholder-Szenarien, die sich teilweise mit denen dieser Untersuchung decken. Von Bedeutung sind dabei vor allem die „compliance costs“ für hohe EE Anteile, auf die sich auch in dieser Untersuchung bezogen wird (siehe Abschnitt 3.4 *Systemintegration bei sehr hohen EE Anteilen*). Eine wesentliche Schlussfolgerung des gesamten Vergleichs ist jedoch: „Comparison of total costs for developing a more sustainable EU energy system by 2050 is hardly possible due to lack of transparency in most scenarios on methodological and data assumptions“. Diesen Punkt wird auch die hier durchgeführte Untersuchung bestätigen.

2 Kosten des Ausbaus von EE

Die Kosten des Ausbaus der EE sind von einer Reihe von Faktoren abhängig, die wiederum selbst im Gesamtkontext der Energieerzeugung systemisch miteinander interagieren. Eine Übersicht dieser Faktoren, deren Zusammenhänge und sonstiger beteiligter Mechanismen ist in Abbildung 1 dargestellt. Grundlegend dabei ist die zukünftige Erhöhung des Anteils von EE an Energieerzeugung bei einem notwendigen Rückgang der fossilen/konventionellen Erzeugung und einer Senkung der Gesamterzeugung aufgrund von Energieeffizienz. Die Erhöhung des EE Anteils selbst erfolgt über einen Kapazitätszubau, der sich in der Regel an Kostengesichtspunkten orientiert und dabei über die globale Marktentwicklung bzw. Lerneffekte auf die Kosten rückwirkt. Im Lauf dieses Prozesses fallen verschiedene Kosten an, die in Abbildung 1 in Form so genannter „Preisschilder“ ausgewiesen sind und auf deren Basis die Studien miteinander verglichen werden sollten. Wie sich allerdings im nächsten Abschnitt herausstellt, ist dies sowohl aus methodischen Gründen problematisch als auch aus praktischen Gründen schwierig. Letztendlich wird sich diese Untersuchung daher auf die orange dargestellten Faktoren (Spezifische Investitionskosten, Globale Marktentwicklung, Lernen) und die Systemintegration beschränken.

Abbildung 1: Systemische Übersicht der Kosten des Ausbaus von EE. Quelle: PIK/Pahle



Die folgende Untersuchung der Kosten verfolgt den Ansatz, die in den Studien ausgewiesenen Kosten – also Outputs der Studien – über die entsprechenden Prozesse und Faktoren bis zu den grundlegenden Annahmen – also Inputs der Studien – „zurück zu verfolgen“. Dies hat den Vorteil, dass Unterschiede in den Modellansätzen und Annahmen immer in Bezug auf die bereits erörterten Ergebnisse erfolgen können und so die „Logik“ eines Vergleichs erheblich unterstützen. Dementsprechend ist der Rest dieses Kapitel wie folgt aufgebaut: Dieses Kapitel diskutiert die verschiedenen Kostenmetriken sowie die Ergebnisse der Studien, Kapitel 3 erörtert und diskutiert das „Abfahren der Lernkurve“ bzw. die globale Marktentwicklung und Kapitel 4 widmet sich den Systemintegrationskosten.

2.1 Kosten: Methodologien & Metriken

Die Kosten des Ausbaus der EE sind nicht „an sich“ quantifizierbar, sondern hängen stark von der Wahl des Analyse-Verfahrens und der verwendeten Modelle (Methodologie) ab. Man unterscheidet dabei zwei grundsätzliche Ansätze (vgl. Capros 2012):

- (a) **Energiesystemanalyse:** Diese betrifft die Bereitstellung von Energie sowie die Maßnahmen zur Reduzierung/Verschiebung des Bedarfs und untersucht u.a. die dafür anfallenden Kosten.
- (b) **Makroökonomische Analyse:** Diese betrifft alle Sektoren und Produktionsfaktoren sowie externe Kosten/Nutzen und untersucht Auswirkungen auf die volkswirtschaftliche Produktivität (BSP, Bruttosozialprodukt) bzw. die Wohlfahrt.

Die Beschränkung auf das Energiesystem in der Energiesystemanalyse hat den Vorteil, dass die entsprechenden Bestandteile mit sehr hohem Auflösungsgrad untersucht werden können. Diese umfassen beispielsweise Erzeugungstechnologien, verschiedene Formen von Energiedienstleistungen, sonstige Infrastrukturen wie Netze usw. Der makroökonomische Ansatz hingegen legt den Fokus auf die wechselseitigen preisabhängigen Beziehungen zu anderen Sektoren, also zum Beispiel den Effekten sich ändernder Energiepreise auf die Industrieproduktion. Durch die Änderungen der Kosten für Energie ergibt sich so ein neues Gleichgewicht, dessen relative Preis- und Nachfrageänderungen die BSP Differenz und damit die übergreifenden volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bestimmen. Aufgrund der Wechselbeziehungen und Rückkopplungen wird der makroökonomische Ansatz häufig als „starr“ gegenüber Änderungen der Energieerzeugung charakterisiert, während der Energiesystem Ansatz als relativ „flexibel“ gilt – mit dem Ergebnis, dass damit in der Regel niedrigere Gesamtkosten und höhere Reduktionspotentiale für THG erreicht werden (van Vuuren et al. 2009).

Die hier untersuchten Studien lassen sich diesbezüglich in drei Gruppen unterteilen. Erstens, Studien die ausschließlich das Energiesystem betrachten. Zweitens, Studien die im Kern das Energiesystem betrachten, dieses aber lose in Form eines so genannten *soft coupling* an separate makroökonomischen Analysen anbinden. Dabei werden iterative Ergebnisse der einen Analyse als Input der anderen verwendet, deren Ergebnisse wiederum als Input für die erste dienen usw. Und drittens, die Studien auf Basis der REMIND Modellfamilie, die einen hybriden Ansatz verfolgen, der makroökonomische Analyse und Energiesystemanalyse integriert (vgl. Hourcade et al. 2006; van Vuuren et al. 2009). Eine genauere Übersicht der Analyseansätze und Modelle findet sich in Abschnitt 3.3 *Abfahren der Lernkurven*. Wichtig ist bereits hier darauf hinzuweisen, dass sich alle drei Gruppen wesentlich im Hinblick auf die Wechselwirkungen (keine, lose, vollständige) zwischen den Analyseebenen unterscheiden, was sich u.a. auf das Lernen der Technologien auswirkt.

Aufgrund dieser Unterschiedlichkeit und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Kosten der Energieversorgung bzw. der EE ist ein direkter Vergleich der Ergebnisse methodisch problematisch. Zwar beziffern alle Studien die Kosten der Energieversorgung in der einen oder anderen Form (siehe unten), allerdings hängen diese wie beschrieben über Energienachfrage und Technologiewahl bzw. –ausbau entscheidend von der Methodologie ab. Ist also beispielsweise der Ausbau der EE in einer Studie besonders teuer und in einer anderen besonders günstig, kann man nicht davon ausgehen, dass es sich um eine prinzipielle Unsicherheit in der Kostenentwicklung handelt und der „wahre“ Wert mitunter in der Mitte liegt. Vielmehr sind in erster Linie die gewählten Ansätze entscheidend. Erst wenn bestimmte Kosten über eine Reihe von Studien und deren methodischen Ansätzen die gleiche Größenordnung besitzen, können diese als „robust“ gelten. Es handelt sich dann also nicht mehr um einen Vergleich, sondern eher um eine Prüfung auf Robustheit gegenüber unterschiedlichen Annahmen und Ansätzen.

Ungeachtet dieses prinzipiellen methodischen Problems ist es allerdings üblich, die Kosten bzw. verschiedene „Kostenmetriken“ von Studien ins Verhältnis zu setzen. Eine erste Metrik sind die Gesamtkosten, bezogen auf gleiche Zeiträume bzw. geographische Regionen. Dazu werden in der Regel die Kosten zwischen einem Referenz- und einem Zielszenario, gelegentlich auch Differenzkosten genannt, verglichen. Der Vorteil der Differenzkosten bzw. einer Differenzbetrach-

tung im Allgemeinen ist, dass damit nur die Mehrkosten politischer Maßnahmen relativ zum „Status Quo“ beziffert werden. Diese können wie beispielsweise die Mehrkosten des Atomausstiegs relativ gering sein (vgl. Sachverständigenrat 2011), während die Gesamtkosten der Stromerzeugung selbst relativ groß sind (Knopf et al. 2012)¹. Dies trifft jedoch nicht notwendigerweise zu und kann vor allem bei langen Zeiträumen stark von den jeweiligen Modellannahmen abhängen. Von den untersuchten Studien führen allerdings nur insgesamt fünf solche Betrachtungen durch: (a) Die BMU Leitstudie (DLR/IWES/IFNE 2010) berechnet die Differenzkosten (systemanalytisch) „im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen“, also einer ausschließlich fossilen bzw. nuklearen Energieversorgung. Dieser Ansatz stellt methodisch einen Ausnahmefall dar – alle anderen Studien nehmen als Referenzfall eine Entwicklung an, in der die EE weiter ausgebaut werden, wenn auch weniger stark. Aufgrund dessen ergeben sich auch nur bei der BMU Leitstudie im Vergleich negative Kosten, also Einsparungen: nicht diskontiert in Höhe von 665 Mrd. € bis 2050. (b) Die WWF Studie für Deutschland (WWF 2009) hingegen berechnet gesamtwirtschaftliche diskontierte Mehrkosten in Höhe von 0,3% des BIP bis zum Jahr 2050 zwischen Referenz- und Innovationsszenario. (c) In der EU Energy Roadmap (EC 2011) ergeben sich ebenfalls Mehrkosten zwischen den Szenarien „Ref“ und „HiRES“ in Höhe von 0,3% der jährlichen Kosten der Energieversorgung. (d) In der Greenpeace Studie (Greenpeace 2010) ergibt sich ein differenzierteres Bild: Bis 2020 steigen die jährlichen nicht diskontierten Mehrkosten der Stromversorgung auf einen Maximalwert von 31 Mil. \$ an, während sich im Jahr 2050 die jährlichen nicht diskontierten Kosten um 2.700 Mil. \$ gegenüber dem Referenzszenario verringern. (e) Auch in den von der Bundesregierung beauftragten Energieszenarien (EWI/GWS/Prognos 2010) gibt es ein vorübergehendes relatives Absinken des BIP (-0,1%) im Jahr 2030, wohingegen im Jahr 2050 dieser Differenz wieder positiv ist (+0,6%). Diese Zahlen geben zwar einen gewissen Überblick über den Vergleich der Gesamtkosten in den Studien, bestätigen aber sonst nur die eingangs schon erwähnte Schwierigkeit, dass ein Vergleich der Ergebnisse zwischen den Studien kaum möglich ist. Die wesentlichen Gründe dafür sind: die unterschiedlichen Spezifikationen der Referenzen, der Kostenbezug (jährlich bzw. Gesamtzeitraum, Stromversorgung bzw. Gesamtkosten) und nicht zuletzt die Diskontierung bzw. Nicht-Diskontierung über den betrachteten Zeitraum.

Ein weiterer entscheidender Faktor für die Gesamtkosten ist außerdem die Energieeffizienz. Deren wesentlicher Effekt ist, dass über die relative Senkung der Nachfrage bzw. der Energieintensität prinzipiell geringere Kosten anfallen, da weniger Energie erzeugt werden muss. Hier zeigen die Studien eine erhebliche Bandbreite, die von starken Senkungen bis hin zu deutlichen Erhöhungen gegenüber der heutigen Nachfrage reicht; vgl. tabellarischer Anhang. Von Bedeutung ist dabei auch, ob sich die Effizienz z.B. durch Steigerung der Energiepreise selbst einstellt oder ob dafür dezidierte Maßnahmen notwendig sind, für die ggf. Kosten anfallen. Wenn also beispielsweise ein sehr hoher EE Anteil nur bei gleichzeitiger starker Steigerung der Effizienz erreicht werden kann, ist zu klären, welche Kosten dafür anfallen und in welchem Verhältnis sie zu den Energiekosten stehen. Dazu finden sich allerdings in den Studien – wenn überhaupt – nur vereinzelt Angaben. Aus diesen Gründen ist es ebenfalls problematisch, die Gesamtkosten über die Studien hinweg ins Verhältnis zu setzen, da sich diese auf sehr unterschiedliche Gesamtenergiemengen beziehen. Das betrifft auch die Differenzkostenbetrachtungen, die innerhalb einiger Studien erfolgen: Häufig werden dort in den Zielszenarien große Energieeffizienzgewinne realisiert, während diese im Referenzszenario deutlich geringer ausfallen. Bei EWI/Prognos/GWS (2010) zum Beispiel liegt die jährliche Rate bei bis zu 2,3-2,5% in den Zielszenarien, aber nur bei 1,7-1,9% im Referenzszenario. Zwar lassen sich höhere Raten als Folge dezidierter politischer Maßnahmen generell rechtfertigen; allerdings ist es dann auch erforderlich, die entsprechenden Kosten dafür auszuweisen. Letztendlich unterstreicht dies noch einmal, dass wie bereits erwähnt ein aussagekräftiger Vergleich der Gesamtkosten zwischen den Studien – und auch innerhalb von einzelnen Studien – kaum möglich ist.

¹ Die beiden Untersuchungen beziehen sich auf die Strompreise, die allerdings als grober Indikator für die Kosten der Stromerzeugung angesehen werden können.

Eine zweite Möglichkeit der Gegenüberstellung stellen die technologiespezifischen Kosten dar. Auch hier hat der methodische Ansatz einen Einfluss, allerdings können die funktionalen Zusammenhänge und Annahmen weitaus einfacher aus dem Gesamtkontext der Analyse isoliert werden. Das betrifft insbesondere das technologische Lernen: Die Senkung der Investitionskosten im Laufe des Reifeprozesses, so wie es bei den meisten EE Technologien aktuell zu beobachten und weiterhin zu erwarten ist. Dadurch ist es möglich, die Kostensenkungen mit den entsprechenden Annahmen in Beziehung zu setzen. Sind also beispielsweise bestimmte EE Technologien im Jahr 2050 in einer Studie relativ günstig oder teuer, liegt es nahe, dass damit eine entsprechend optimistische oder pessimistische Annahme über das Lernvermögen verbunden ist. Diese Annahmen können auch mit der vorhandenen empirischen Literatur verglichen werden, um so unabhängig von den Vergleichsergebnissen der Studien die erreichten Kostensenkungen zu qualifizieren. Bei den fossilen Technologien stellt sich die Situation grundlegend anders dar: Hier sind (a) Lerneffekte und die damit verbundene Senkung der Investitionskosten nicht oder kaum mehr zu erwarten und (b) die Kosten der Erzeugung hängen zusätzlich von Brennstoff- und CO₂-Preisen ab. Diese Preise sind grundlegend durch die gesamtwirtschaftliche und politische Entwicklung bedingt und variieren daher – je nach Wahl und Vorgabe der Rahmenbedingungen – zwischen den Szenarien sehr stark. Dies stellt insbesondere beim Vergleich der Erzeugungskosten zwischen EE und fossilen Technologien eine Herausforderung dar (siehe unten).

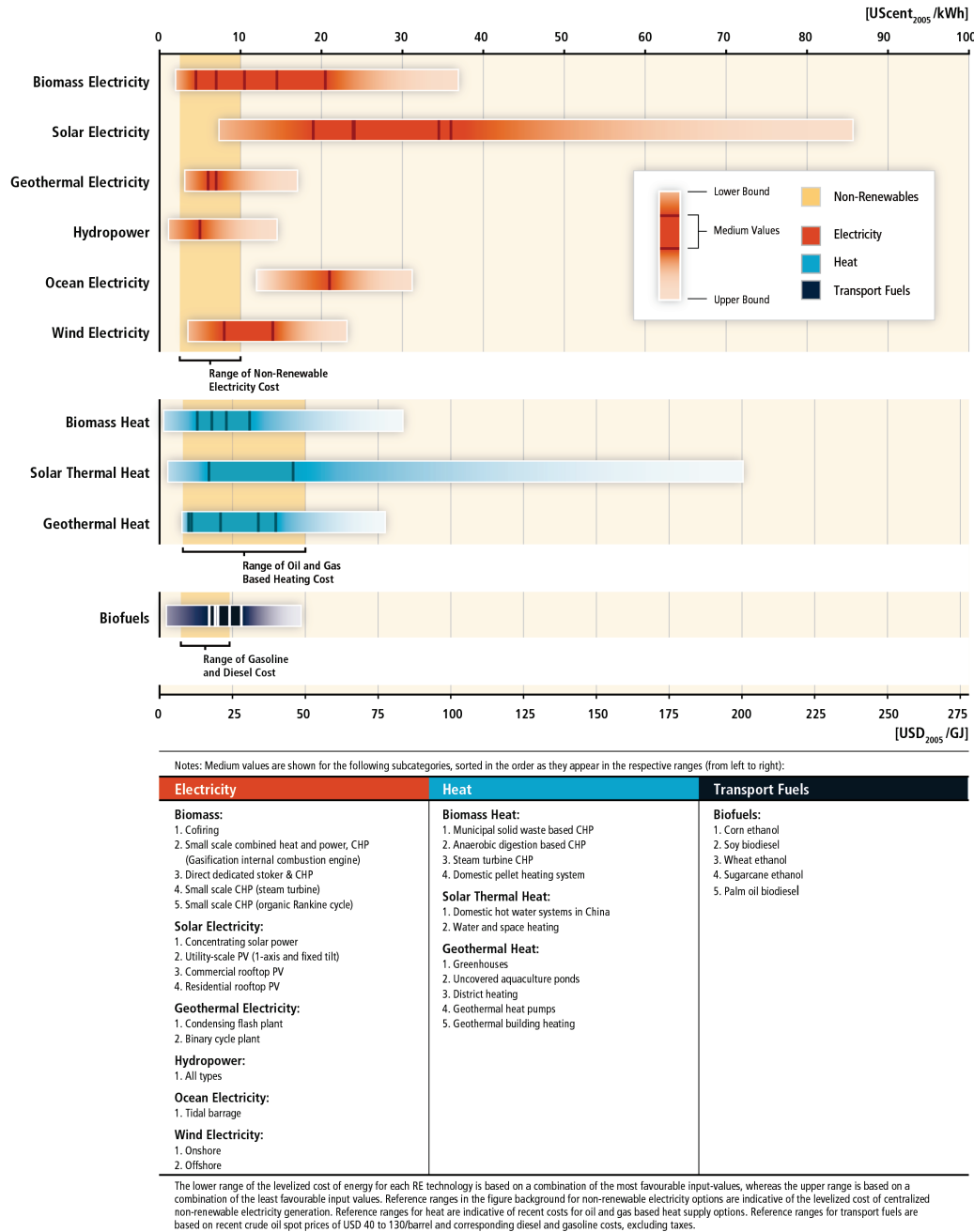
Die unmittelbarste Metrik technologiespezifischer Kosten sind die bereits erwähnten spezifischen Investitionskosten, die bei der Anschaffung bzw. Errichtung einer Anlage zu entrichten sind. Im Fall einer Windenergieanlage fallen darunter zum Beispiel laut Konstantin (2009) die Anlage selbst, das Fundament, die Netzanbindung, Erschließung/Transport/Montage und Planung/Genehmigung. In manchen Fällen, vor allem wenn sich die Errichtung einer Anlage über Jahre hinweg erstreckt, werden zusätzlich dazu Kapitalzinsen (*IDC, Interest During Construction*) veranschlagt (vgl. IEA 2010b). Der Vergleich von Investitionskosten bietet sich vor allem deswegen an, weil die oben genannten Lerneffekte sich prinzipiell unmittelbar und ausschließlich auf diese Kosten auswirken – auch wenn die konkrete Anwendung häufig unklar bleibt. In dieser Untersuchung werden daher auch ausschließlich Investitionskosten betrachtet, die sich im Gegensatz zu den anderen Metriken in fast allen Studien finden lassen.

Eine weitere Metrik sind die Stromgestehungskosten (*LCOE, Levelized Costs of Electricity*), die die durchschnittlichen Kosten zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom angeben; siehe IEA (2010b) und IPCC (2011) für Definitionen und Berechnungen. Sie beinhalten für EE Technologien die Betriebs- & Wartungskosten und Investitionskosten, die über einen bestimmten Abschreibungszeitraum in jährlichen Zahlungen inklusive Zinsen (Annuitäten) aufgeteilt und auf die jährliche zu erwartenden Volllaststunden umgerechnet werden. Sie sind weit verbreitet und bieten im Vergleich zu den Investitionskosten den Vorteil, dass Technologien damit direkt in Bezug auf die Kosten des Einsatzes vergleichbar sind. Dies ist vor allem dann relevant, wenn EE und konventionelle Technologien miteinander verglichen werden sollen. Eine aktuelle und umfangreiche Zusammenstellung von LCOE findet sich im SRREN (IPCC 2011); siehe Abbildung 2. Der Vergleich macht deutlich, dass die durchschnittlichen Kostenwerte (*medium values*) für bestimmte EE Technologien bereits in der Spanne der Kosten von Nicht-EE Technologien liegen. Die insgesamt große Bandbreite der Kostenschätzungen erklärt sich dabei vor allem durch regionale Unterschiede in den Kosten und des Potentials sowie den unterschiedlichen angenommenen Diskontraten. Sind in einem konkreten Fall die LCOE einer EE Technologie mit denen einer konkurrierenden Nicht-EE Technologie identisch, so spricht man auch davon, dass der *Break Even Point* (BEP) in Bezug auf die Kosten erreicht ist.

Auf Basis der LCOE wird auch die so genannte *Grid Parity* (GP) bestimmt. Diese ist dann erreicht, wenn die LCOE mit den Kosten der öffentlichen Stromversorgung identisch sind. Eine Einbeziehung des BEP in den Vergleich setzt daher voraus, dass in den Studien auch die Strompreise angegeben bzw. überhaupt berechnet werden. Dies ist jedoch bei fast allen Studien nicht der Fall. Die möglichen Gründe dafür sind vielfältig. Einerseits sind Preise prinzipiell problematischer zu kommunizieren, da sie in der Regel eine Reihe weiterer Effekte und Komponenten enthalten, durch die sie auch insgesamt höher als die Kosten ausfallen. Andererseits sind sie schwieriger zu berechnen, da sie spezielle Formen ökonomischer Optimierung

voraussetzen, die in der Regel nur in „echten“ Marktmodellen zu finden sind. Eine Ausnahme in dieser Hinsicht ist die EU Energy Roadmap (EC 2011), die Preise und Kostenstrukturen für Strom angibt. Dabei stellt man allerdings fest, dass gerade für das „HiRES“ Szenario die Strompreise im Jahr 2050 mit Abstand am teuersten sind (171 €/MWh). Die andere Ausnahme sind die Energieszenarien der Bundesregierung (EWI/GWS/Prognos 2010), die allerdings nur Preise für die Zielszenarien angeben; Preise für das Referenzszenario finden sich zumindest in tabellarischer Form nicht.

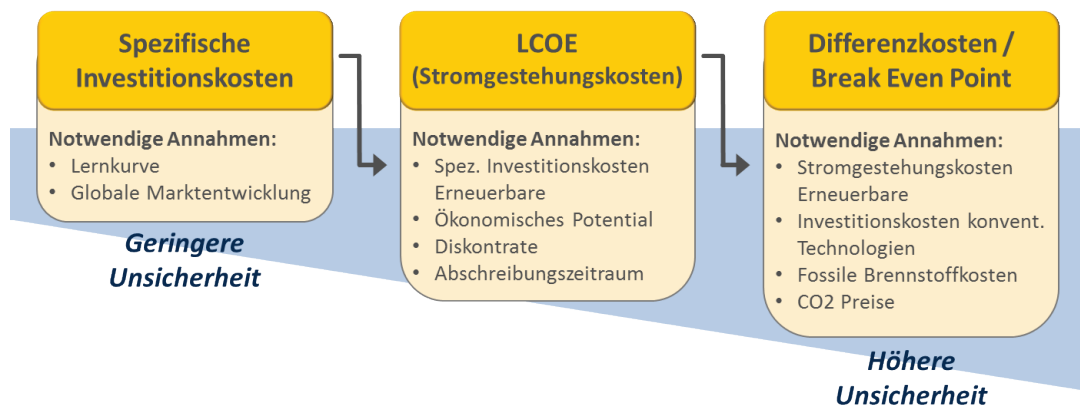
Abbildung 2: Spanne aktueller globaler LCOE für kommerziell verfügbare EE und konventionelle Technologien. Quelle: IPCC (2011), Figure SPM.5



Die Verwendung der LCOE bringt jedoch auch sonst einige Schwierigkeiten mit sich. Erstens besteht beim Vergleich fluktuierender EE Technologien mit steuerbaren (*dispatchable*) Technologien das folgende Problem: „[LCOEs] fail to take into account differences in the production profiles [...] and the associated large variations in the market value of the electricity they supply [and thus] overvalue intermittent generating technologies compared to dispatchable base load generating technologies“ (Joskow 2011). In anderen Worten: Aus Marktsicht haben fluktuierende EE zwar eindeutige Durchschnittskosten (LCOE), allerdings ist aufgrund der sich ständig ändernde Nachfrage der so erzeugte Strom unterschiedlich viel Wert. Und zweitens sind zu ihrer Berechnung eine Reihe von Annahmen notwendig (siehe oben), die in entsprechenden Studien im Allgemeinen nicht oder nur teilweise angegeben werden. Dies betrifft insbesondere die Zahl der jährlichen Volllaststunden, die mit einigen Unsicherheiten verbunden ist. Angesichts dieser Problematiken und der Tatsache, dass LCOE auch nur in wenigen der untersuchten Studien berechnet wurden, wird diese Metrik im folgenden Vergleich nicht berücksichtigt. Es wird ausschließlich auf die direkt zugänglichen Investitionskosten zurückgegriffen.

Abschließend zeigt Abbildung 3 noch einmal die verschiedenen diskutierten Kostenmetriken und wie diese von links nach rechts aufeinander aufbauen. Da die spezifischen Investitionskosten nur von der angenommenen Lernkurve und der globalen Marktentwicklung abhängen, besteht dort die im Vergleich geringste Unsicherheit. Dies ist aber keinesfalls mit einer geringen Unsicherheit gleichzusetzen, da insbesondere die tatsächliche zukünftige Marktentwicklung kaum abzusehen ist. Bei den LCOE bzw. den Differenzkosten sind darüber hinaus noch weitere Annahmen zu treffen, die zu zusätzlicher Unsicherheit führen. An erster Stelle stehen dabei die für die Differenzkosten relevanten Brennstoff- und CO₂-Preise, deren zukünftige Entwicklung von einer Reihe ökonomischer, sozialer und politischer Faktoren beeinflusst wird.

Abbildung 3: Übersicht und Zusammenhang verschiedener Kostenmetriken. Quelle: Eigene Darstellung/PIK



2.2 Übersicht und Vergleich der Kosten in den Studien

Dieses Kapitel vergleicht die Investitionskosten für die erneuerbaren Energien zwischen den verschiedenen Studien. Betrachtet werden die Werte für das Startjahr² und für das Jahr 2050. Weiterhin werden die Investitionskosten zu dem Anteil der jeweiligen Technologie am Strommix in Beziehung gesetzt. Zur besseren Vergleichbarkeit aller Werte wurden die jeweiligen Kostenangaben der Studien hinsichtlich des Bezugsjahrs und der Währung auf €2010 vereinheitlicht. Dazu wurde wie folgt verfahren: (1) Umrechnung der Währung nach Wechselkurs des entsprechenden Jahres, (2) Umrechnung auf das Zieljahr auf Basis von Inflationsdaten. Diese Reihenfolge ist definitorisch; eine Umkehrung kann zu geringfügigen Änderungen der Werte führen.

Tabelle 2: Statistische Kennwerte der Investitionskosten der EE im Startjahr und für das Jahr 2050. Bei Studien, in denen eine Bandbreite angegeben ist, wurde vorher ein Mittelwert berechnet.

Investitionskosten im Startjahr [€2010/kW]	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie
	Onshore	Offshore	PV	CSP		
Minimum	1046	1589	2550	3100	1545	2649
Maximum	1341	3557	5375	7946	4730	14229
Median	1150	2197	3625	4833	2623	3844
Standardabweichung	106	714	882	1333	1082	4436
Investitionskosten in 2050 [€2010/kW]	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie
	Onshore	Offshore	PV	CSP		
Minimum	619	904	439	1715	1351	1648
Maximum	1103	2598	1366	2882	2938	9269
Median	968	1376	918	2473	1792	3745
Standardabweichung	174	503	306	454	591	3191

Tabelle 2 zeigt die Investitionskosten zwischen den verschiedenen Studien, die eine sehr große Bandbreite besitzen; der Unterschied zwischen minimalem und maximalem Wert beträgt oft mehrere Tausend €/kW. Alleine Wind-Onshore³ zeigt hier eine eher geringere Schwankungsbreite. Erstaunlich ist dabei vor allem, dass die Abweichungen auch im Startjahr schon so groß sind (siehe auch

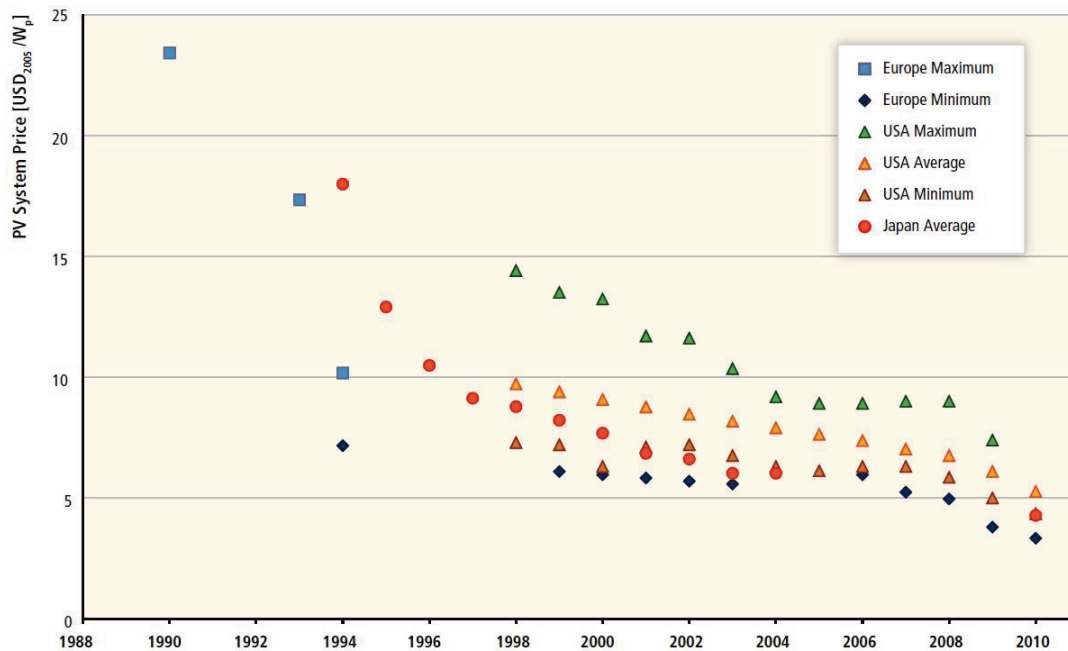
² Das Startjahr einer Studie ist das Jahr, relativ zu dem die weitere Entwicklung im Szenario fortgeschrieben wird.

³ Folgend wird die im Englischen gängige Kurzform für Technologien benutzt, also z.B. „Wind Onshore“ für die Onshore-Windenergie.

Abbildung 6). Dafür gibt es eine Reihe von Gründen:

- Startjahre der Studien: Diese zeigen eine große Spannweite – von 2005 bis 2010. Da die Kosten der EE in diesem Zeitraum zum Teil stark gefallen sind, erklärt dies die Unterschiede in einigen Fällen. Vieles bleibt dadurch jedoch unerklärt, z.B. liegen die Kosten bei DLR/IWES/IFNE (2010) für Solar-PV in 2010 bei 2800€/kW, während sie bei SRU (2011) 3200€/kW betragen.
- Abbildung der Technologien in den Modellen: Während beispielsweise DLR/IWES/IFNE (2010) für Solar-PV fünf verschiedene Varianten (nach Größe, Dach oder Freifläche) enthält, gibt es bei SRU (2011) mit Dach- oder Freiflächenanlagen nur zwei Varianten. Andere Studien wie z.B. ECF (2010) nennen Spannbreiten für Investitionskosten. In diesem Fall wurden hier die Mittelwerte angegeben, die allerdings von den tatsächlichen Mittelwerten abweichen können. Beispielsweise weicht der Mittelwert der fünf PV-Varianten aus DLR/IWES/IFNE (2010) um ca. 120€/kW vom in der Studie angegebenen Mittelwert der Spanne ab. Die Varianten werden also offensichtlich unterschiedlich gewichtet, was in anderen Studien, in denen nur die Spannbreiten angegeben sind, nicht berücksichtigt werden kann. Neben Solar-PV betrifft dies insbesondere Geothermie und Biomasse, da dort sehr unterschiedliche Technologieformen berücksichtigt werden.
- Verschiedene Quellen für Kostendaten: Während z.B. WI/PIK (2010) und DLR/IWES/IFNE (2010) eine Reihe von Quellen angeben, ist die Hauptquelle von SRU (2011) die Leitstudie 2009, allerdings mit „Änderungen aus dem laufenden Projekt“. Wiederum andere geben Workshops (ECF 2010) oder keine Quellen (EC 2011, IEA 2010a) an. Es lässt sich somit nicht nachvollziehen, wie genau die Kostenannahmen zu Stande gekommen sind.
- Regionale Kostenunterschiede: Ein erheblicher Anteil der Kostenunterschiede kann vermutlich durch die im Modell betrachtete Region erklärt werden. So findet der SRREN, dass die regionalen Marktreifen starken Einfluss auf die gesamten Installationskosten von EE haben (IPCC 2011). Abbildung 4 zeigt die Kostenentwicklung für Solar-PV in Europa, Japan und den USA. Zwar konvergierten die Kosten in den letzten Jahren, doch zeigt sich weiterhin ein erheblicher regionaler Unterschied. Auch Wiser et al. (2009) berechnen für 2008, dass die Installation von Solar-PV in den USA um über 30% teurer ist als in Deutschland. Selbst innerhalb der USA gab es 2008 noch keinen einheitlichen Markt: Die Preise unterschieden sich je nach Bundesstaat zum Teil erheblich. Betrachtet man die hier untersuchten Studien lässt sich jedoch kein regionales Muster erkennen (siehe Abbildung 5).

Abbildung 4: Installationskosten von PV-Anlagen in Europa, Japan und den USA. Quelle: IPCC (2011), Figure 3.18



Im Laufe der Zeit und mit sinkenden Kosten verringert sich die Standardabweichung allerdings wesentlich und liegt im Jahr 2050 bei maximal 503 €/kW für die Solar- bzw. Windenergietechnologien. Wind-Onshore und Solar-PV sind die mit Abstand günstigste Technologie im Jahr 2050. Da das Kostensenkungspotential bei Wind-Onshore aufgrund der großen bereits installierten Kapazitäten praktisch schon ausgeschöpft ist, sinken die Investitionskosten hier zukünftig nicht mehr wesentlich. Im Gegensatz dazu erfährt Solar-PV die über alle Technologien hinweg größten Senkungen. Wind-Offshore zeigt eine Kostensenkung über die Zeit von etwas über Faktor 1,5, bleibt aber teurer als Wind-Onshore. Biomasse zeigt ebenfalls sinkende Investitionskosten in der gleichen Größenordnung. Solar-CSP zeigt ein Kostensenkungspotential um den Faktor zwei, bleibt aber zusammen mit der Geothermie zukünftig in Bezug auf die Investitionskosten die teuerste Technologie.

Anhand von Abbildung 5 und Abbildung 6 wird die Annäherung der Investitionskosten über den Zeitverlauf zwischen den Studien für alle Technologien⁴ bis auf Wind-Onshore ebenfalls ersichtlich. Dies erklärt sich zum einen dadurch, dass die Lernkurve eine Potenzfunktion ist und somit Differenzen der Investitionskosten über die Zeit kleiner werden (siehe Abschnitt 3.1 *Technologisches Lernen: Ansätze & Theorien*). Die Größe dieses Effektes hängt allerdings sowohl explizit von der Lernrate als auch vom Kapazitätszubau der jeweiligen Technologie ab. Ein weiterer wichtiger Faktor ist, dass teilweise nur geringe Anfangskapazitäten vorhanden sind und die Kosten sich so anfangs noch schnell verringern können. Dadurch kann man auch erklären, warum schon ca. im Jahr 2030 eine Art Plateau erreicht wird, insbesondere für Solar-PV. Eine genauere Darstellung und Diskussion der zeitlichen Pfade der Kostendegressionen erfolgt im Kontext des Abschnitts 3.3 *Abfahren der Lernkurven*.

Abbildung 5: Investitionskosten der verschiedenen Technologien im Startjahr. Die farbliche Kennung gibt den regionalen Fokus der Studie an (grün: Deutschland, rot: Europa, lila: Welt).

⁴ Von grafischen Übersichten zu Geothermie wurde hier abgesehen, da die Investitionskosten sehr große Bandbreiten besitzen bzw. je nach Reservoir in einer unterschiedlichen Größenordnung liegen. Die Daten finden sich allerdings im Anhang.

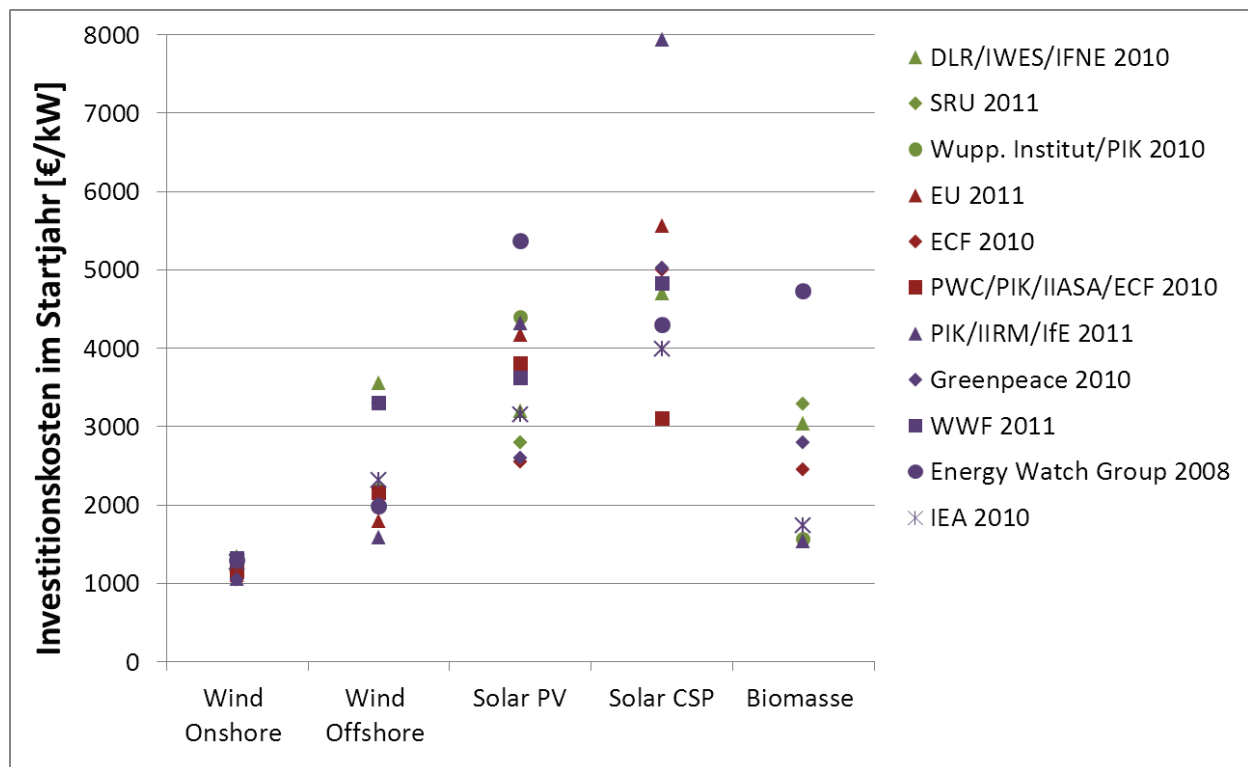


Abbildung 6: Investitionskosten für die verschiedenen Technologien im Jahr 2050. Zur farblichen Kennung siehe oben.

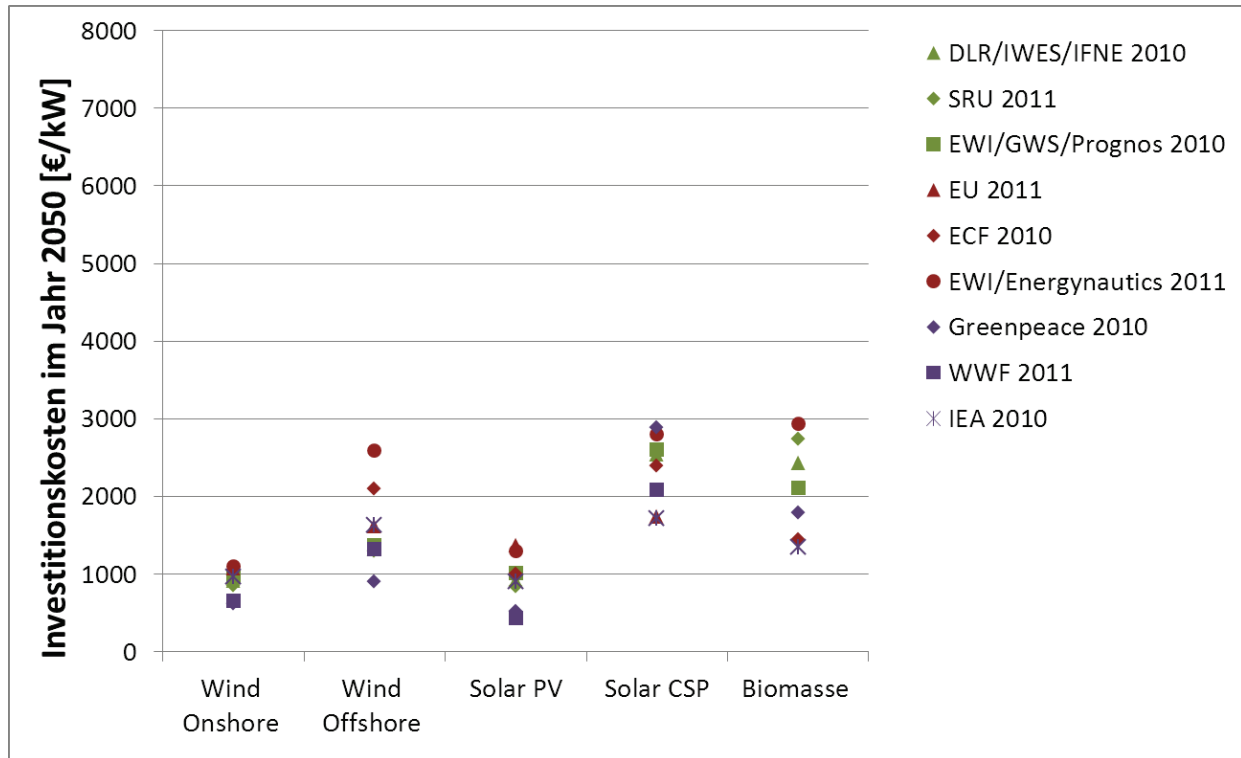
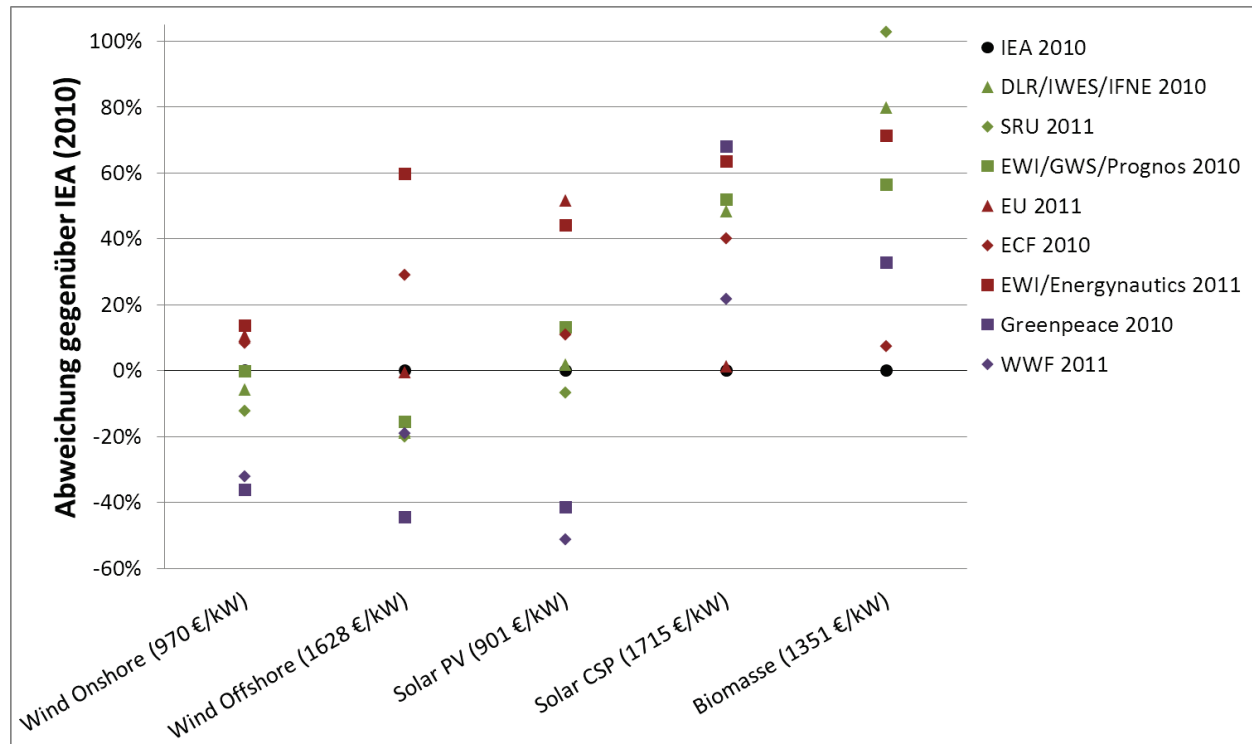


Abbildung 7 setzt die Investitionskosten aller Studien im Jahr 2050 noch einmal in Bezug zur Studie der International Energy Agency (IEA 2010a), die dafür ausgewählt wurde, weil sie für viele andere Studien und auch im SRREN (IPCC 2011) als Referenz herangezogen wird. Auffällig ist zuallererst, dass die IEA Werte für Wind-Onshore, Wind-Offshore und Solar-PV ungefähr im mittleren Bereich aller Werte liegen. Bei Solar-CSP und Biomasse hingegen sind die Annahmen der IEA insgesamt am optimistischsten. Dies ist insofern verwunderlich, da das zugrunde liegende Szenario bezüglich der Ziele weniger ambitioniert ist (vgl. Tabelle 1). Ein wahrscheinlicher Grund für die Abweichung bei den genannten Technologien könnte sein, dass sich die Kosten der IEA Studie auf die Region USA beziehen. Möglicherweise sind gerade dort für Solar-CSP und Biomasse besonders günstige Marktentwicklungen zu erwarten, die sich so global nicht einstellen.

Weiterhin kann man feststellen, dass die Studien zu Deutschland eher im Mittelfeld der Kosten liegen (bis auf Biomasse), während die Studien zu Europa eher am oberen Ende und die globalen Studien eher am unteren Ende der Investitionskosten liegen. Allerdings ist fraglich, ob es tatsächlich mit dem regionalen Zuschnitt in Verbindung gebracht werden kann, oder ob es an den anderen hier untersuchten Faktoren liegt. Auf diesen Umstand wird im Verlauf dieser Untersuchung aber noch mehrfach eingegangen.

Abbildung 7: Investitionskosten im Jahr 2050 in den Studien im Vergleich zu der Referenzstudie der IEA (2010a). Die absoluten Werte der IEA Studie sind auf der x-Achse angegeben. Zur farblichen Kennung siehe oben.



Eine anschließende Frage ist, ob die Investitionskosten einen direkten Aufschluss darüber erlauben, wie stark diese Technologie zur Energieerzeugung in den jeweiligen Studien genutzt wird. Aufgrund der absoluten Investitionskosten wäre zu vermuten, dass Wind-Onshore und Solar-PV den höchsten Anteil am Strommix einnehmen, da diese Technologien im Jahr 2050 die niedrigsten Werte aufweisen. Tabelle 3 zeigt allerdings, dass dies nicht notwendigerweise der Fall sein muss. In nationalen Studien hat Windenergie den höchsten EE Anteil, insbesondere Wind-Offshore ist sogar in jeder deutschen Studie die größte Energiequelle (dunkelgrüne Kennzeichnung in Tabelle 3). Wind-Onshore nimmt den zweiten Platz in der Wichtigkeit der EE in Deutschland ein (hellgrüne Kennzeichnung in Tabelle 3). In europäischen Studien ist ebenfalls Windenergie die wichtigste Energiequelle. Aber auch Solar-PV gewinnt an Bedeutung: In ECF (2010) und vermutlich auch in EREC (2010) ist sie die wichtigste Technologie. Auf globaler Ebene hat Solarenergie die größten Anteile, insofern ambitionierte EE-Ausbaupfade angenommen werden. Dabei ist PV gegenüber CSP die wichtigere Technologie. In IEA (2010a) – mit einem im Vergleich zu den anderen Studien geringeren EE-Anteil von nur 48% (siehe Kapitel 1 Auswahl & Übersicht der Studien) – werden durch Wasserkraft die größten Anteile erzeugt.

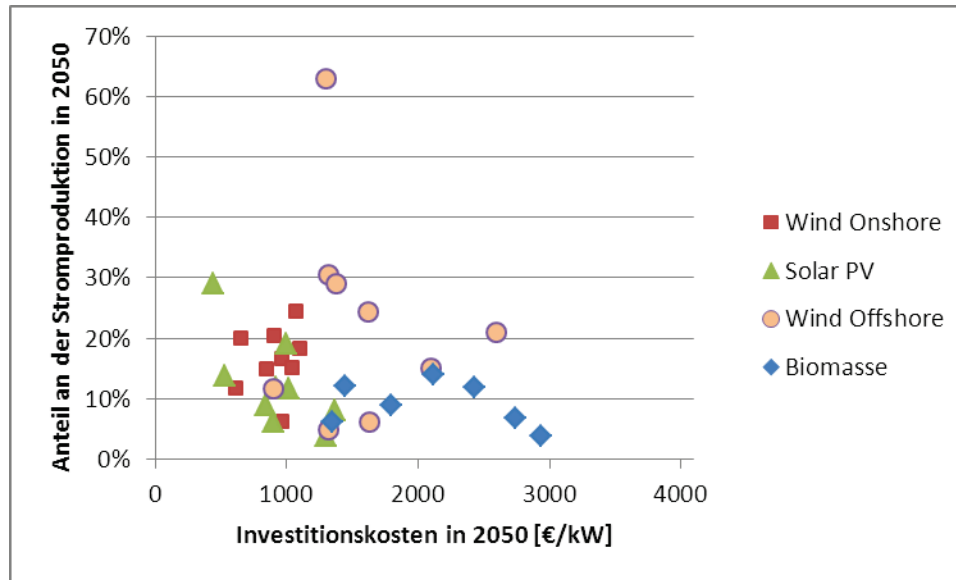
Tabelle 3: Anteil der EE an der Stromerzeugung. Kodierung: dunkelgrün = höchster Anteil, hellgrün = zweithöchster Anteil

Anteil an der Stromerzeugung in %	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie	Wasser
	Onshore	Offshore	PV	CSP			
Deutschland							
DLR/IWES/IFNE 2010	20.3%	30.6%	11.9%		11.8%	4.7%	4.9%
SRU 2011	14.9%	62.9%	9.0%		6.8%	1.7%	4.9%
WWF 2009	16.5%	35.2%	6.8%		10.2%	8.8%	6.1%
Greenpeace 2009	19.2%	35.3%	10.7%		9.6%	19.9%	5.3%
EWI/GWS/Prognos 2010	16.5%	29.1%	11.6%		14.1%	1.5%	7.2%
Wupp. Institut/PIK 2010	15.4%	35.6%	21.2%		1.9%	15.4%	5.8%
Europa							
EU 2011	48.7%		16.0%		9.6%	0.6%	7.7%
ECF 2010	15.0%	15.0%	19.0%	5.0%	12.0%	2.0%	12.0%
EREC 2010	31.1%		27.0%	7.7%	10.0%	12.1%	9.0%
EWI/Energynautics 2011	18.3%	21.0%	3.8%	17.0%	3.8%	2.4%	9.3%
Welt							
Greenpeace 2010	23.4%		13.9%	18.1%	9.0%	7.1%	12.5%
WWF 2011	20.0%	5.0%	29.0%	17.0%	13.0%	4.0%	12.0%
IEA 2010	12.2%		12.4%		6.1%	2.5%	14.3%
		höchster Anteil					
		zweithöchster Anteil					

Die Windenergie spielt in den Szenarien für die Erreichung eines hohen Anteils an EE im Jahr 2050 in Deutschland und Europa eine dominante Rolle. Solar-PV hat in den Studien für Deutschland nur einen Anteil zwischen 7-12%, mit Ausnahme von WI/PIK (2010) und auch die Biomassennutzung kommt nur auf Anteile von 2-14% (hier ist allerdings nur die Biomasse für die Verstromung berücksichtigt, nicht z.B. Agrotreibstoffe). Dabei ist der wesentliche begrenzende Faktor durch angenommene Potenzialbeschränkungen gegeben. Die Wasserkraft liegt zwischen 5-7% und spielt nur eine geringe Rolle, was vor allem in den bereits größtenteils ausgeschöpften Potentialen für diese Technologie begründet liegt. Für Geothermie fällt das Ergebnis mit Anteilen zwischen 1.5% und 20% unterschiedlich aus, was möglicherweise mit der großen Spannweite der jeweils angenommen Investitionskosten zusammenhängt.

Ändert man die Kategorien und betrachtet Wind-Onshore und Wind-Offshore gemeinsam als „Wind“ und Solar-PV und Solar-CSP als „Solar“, so lassen sich noch weitere Schlüsse ziehen: In Deutschland dominiert der Wind den EE Anteil, nur EWI/GWS/Prognos (2010) kommen hier zu einem Anteil der kleiner als 50% ist. Auch auf Europäischer Ebene gilt der Schluss, allerdings spielt hier Solar eine wichtigere Rolle und kommt für ECF (2010), EREC (2010) und EWI/Energynautics (2011) auf Anteile von über 20%. Auf der globalen Ebene ist die Wichtigkeit der Solarenergie noch größer: In allen drei Studien (Greenpeace 2010, WWF 2011, IEA 2010a) ist der Anteil der Solarenergie höher als der der Windenergien.

Abbildung 8: Anteil der jeweiligen Technologie an der Stromproduktion und Investitionskosten im Jahr 2050. (Bei Studien, die keine Aufschlüsselung der Erzeugungsanteile zwischen Wind-Onshore/Offshore oder Solar-PV/CSP angegeben haben, wurde angenommen, dass jeweils beide Technologien einen Anteil von 50% haben.)



Der Einsatz einer Technologie wird aber nicht unbedingt nur von den Investitionskosten bestimmt. Abbildung 8 zeigt, dass sich hier kein eindeutiger direkter Zusammenhang vermuten lässt, obwohl sich für Wind-Onshore und Solar-PV gewisse Zusammenhänge andeuten. Gerade bei Wind-Offshore aber, das vor allem für Deutschland und Europa mit die höchsten Anteile an der Stromproduktion im Jahr 2050 aufweist (siehe Tabelle 3), lässt sich der Zusammenhang von niedrigen Investitionskosten und hohem Anteil nicht herstellen.

Auch ist es keineswegs so, dass die Technologie mit niedrigen Investitionskosten bis zur maximal möglichen Grenze ausgebaut und erst dann in die nächste Technologie investiert wird. Neben den Investitionskosten spielen nämlich noch weitere Faktoren eine Rolle, u.a. die technischen und vor allem ökonomischen Potentiale der Technologien. Letztere geben an, welche Energiemengen an einem bestimmten Standort zur Verfügung stehen und werden in der Regel in jährlichen Volllaststunden angegeben. Da sich die Durchschnittskosten einer EE Technologie (LCOE, siehe oben) über die Aufteilung der Kosten – vor allem der Investitionskosten – auf die Volllaststunden berechnen, variieren diese entsprechend von Standort zu Standort. Das macht Abbildung 9 deutlich. Die dort gezeigten Angebotskurven beziehen sich auf ein bestimmtes Jahr und setzen den Einsatz einer bestimmten Technologie und ihre jeweiligen Kosten miteinander ins Verhältnis. Die Angebotskurven zeigen somit Ergebnisse der Modellierung – und nicht die Annahmen, wie bei den Investitionskosten. Die Technologien werden Stück für Stück zu jeweils bestimmten Kosten ausgebaut. Beim REMIND Modell (grüne Kurve in Abbildung 9) ist deutlich zu sehen, wie sich die einzelnen „grades“ widerspiegeln. Dabei handelt es sich um die oben beschriebenen ökonomische Gütegrade der Potentiale, die Standortklassen mit geringeren Volllaststunden und damit steigenden Kosten entsprechen. Diese werden erst nacheinander – von der ergiebigsten bis zur unergiebigsten Klasse – erschlossen bzw. ausgebaut. Das führt u.a. dazu, dass die Technologien in der Regel an mehreren Stellen in der Angebotskurve zu finden sind. Entscheidend für den Umfang des Ausbaus sind also prinzipiell nicht die technisch möglichen und meist unausgeschöpften Potentiale, sondern eben die ökonomischen – zumindest in Modellen, die den Ausbau kostenminimal optimieren. Dies bestä-

tigt auch Abbildung 10, die zeigt, dass selbst in Europa das technische Potential im Jahr 2050 den Primärenergieverbrauch im Jahr 2007 um das 2,6-5-fache übersteigt. Zu einer ähnlichen Schlussfolgerung kommt der SRREN (IPCC 2011) auch für die globalen Potentiale, die zum Teil noch deutlich größer sind.

Abbildung 9: Angebotskurven für Elektrizitätserzeugung aus EE für OECD Europa für verschiedene Studien. ER 2010 ist gleichbedeutend mit Greenpeace (2010). Quelle: IPCC (2011), Abb. 10.17.

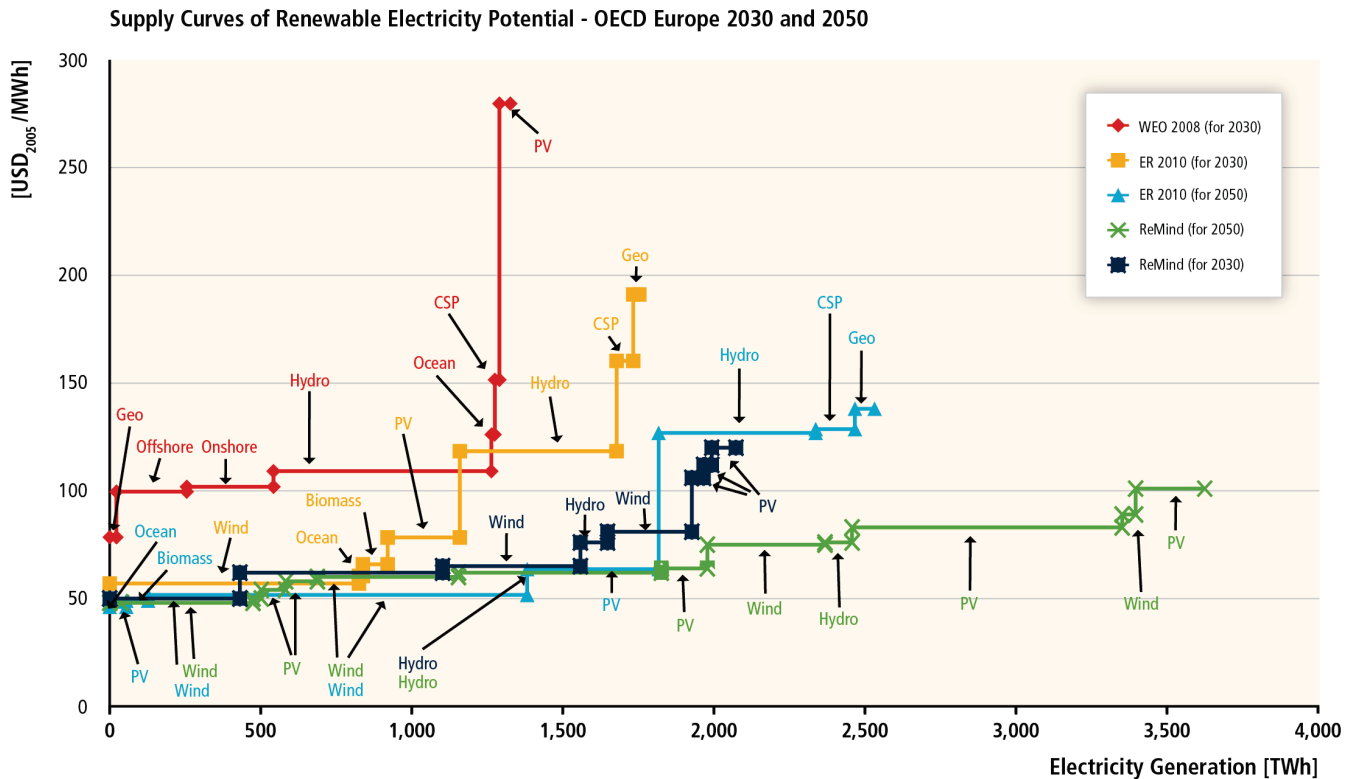
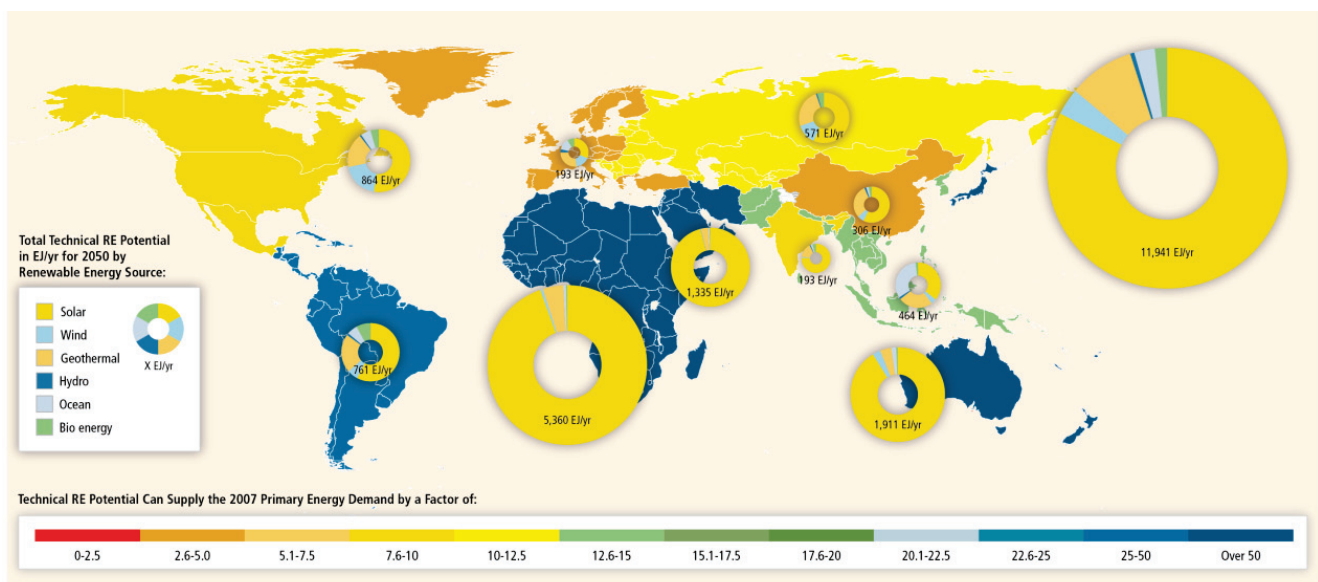


Abbildung 10: Technische Potentiale verglichen mit dem Primärenergieverbrauch (2007). Quelle: IPCC (2011), Abb. 10.19.



Als Fazit lässt sich festhalten, dass die Investitionskosten vor allem für das jeweilige Startjahr eine große Bandbreite aufweisen, sich aber bis 2050 zwischen den Studien annähern. Die Technologie mit den geringsten Investitionskosten in den Startjahren ist Wind-Onshore – die Kosten von Solar-PV allerdings sinken bis zum Jahr 2050 auf ähnlich niedrige Werte ab. Solar-CSP und Biomasse verbleiben bei relativ gesehen eher hohen Investitionskosten. Geothermie weist selbst im Jahr 2050 noch eine sehr große Spannbreite auf, was auf grundsätzliche Problematiken bei den Prognosen für diese Technologie hinweist.

Für Deutschland stellt vor allem Wind die wichtigste Technologie dar, um einen hohen Anteil an EE zu erreichen. Auf europäischer Ebene wird zusätzlich Solarenergie wichtig und auf globaler Ebene spielt in der Tendenz die Solarenergie eine wichtigere Rolle als Wind. Dabei sind die Investitionskosten nicht die einzige Determinante für die Bedeutung einer bestimmten Technologie, sondern bestimmen vor allem zusammen mit dem ökonomischen Potential, ob eine Technologie stark ausgebaut werden kann. Die technischen Potentiale hingegen sind in der Regel kein limitierende Faktor, auf jeden Fall nicht auf europäischer oder globaler Ebene.

2.3 Faktoren & Determinanten der Kosten

Der Vergleich der Investitionskosten in den Studien hat gezeigt, dass dort eine relativ große Bandbreite besteht. Diese Größenordnungen sind erheblich, gerade auch weil sie sich aufgrund des hohen Investitionskostenanteils an den Erzeugungskosten (bei EE Technologien) mehr oder weniger in einen entsprechenden Anteil an den Gesamtkosten der Energieversorgung übersetzen. Zur Klärung der Ursachen dieser Bandbreite ist es notwendig, (a) die Faktoren und Determinanten der Investitionskostenentwicklung zu identifizieren und (b) diese in den Studien weiterführend zu untersuchen. Der erste Schritt erfolgt abschließend in diesem Abschnitt, der zweite Schritt in den nachfolgenden Abschnitten.

Der grundlegende Mechanismus zur Änderung bzw. Reduktion der Kosten über die Zeit bei EE ist das technologische Lernen. Es ist zum Beispiel durch Untersuchungen aus der Halbleiterindustrie bekannt, dass insbesondere Hoch-Technologien einen Reifeprozess durchlaufen, innerhalb dessen die Produktionskosten stetig sinken. Dieser Lerneffekt ist umso größer, je neuer bzw. unausgereifter eine Technologie ist – und betrifft damit im Bereich der Energieversorgung insbesondere die EE Technologien. Alle untersuchten Studien berücksichtigen das Lernen der EE und erreichen genau auf diese Weise die oben beschriebenen Kostensenkungen. Entscheidend ist dabei, wie genau der Lernprozess in den Studien implementiert ist. Zwar sind die Bandbreiten der Kosten für die meisten Technologien im Jahr 2050 geringer als in der Gegenwart, aber dieser Effekt geht vor allem auf die Wahl des Startjahres bzw. die verwendeten Kostendaten zurück. Die Unterschiede im Jahr 2050 hingegen spiegeln darüber hinaus die unterschiedlichen Lernverläufe wieder, die hier von besonderem Interesse sind. Dies betrifft einerseits die verwendeten Ansätze bzw. die funktionale Form des Lernens, aber auch die Steuerung des Lernens im Rahmen des übergeordneten Analyseansatzes. Diese Fragen werden im folgenden Abschnitt *3 Lernen der Erneuerbaren Energien* untersucht.

Über die Kosten auf Technologieebene hinaus existiert ein noch zusätzlicher Aspekt, der bei den hier im Fokus stehenden sehr hohen EE Anteilen eine wichtige Rolle spielt. Es handelt sich um die Systemintegration, die die Sicherstellung der Versorgung bei hohen Anteilen fluktuierender EE betrifft und im Abschnitt *3.4 Systemintegration bei sehr hohen EE Anteilen* untersucht wird. Sie bringt verschiedene Herausforderungen mit sich, die insbesondere den zeitlichen und räumlichen Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung betreffen. Man kann davon ausgehen, dass bei sehr hohen EE Anteilen auch dadurch Kosten entstehen, die nicht zu vernachlässigen sind. Zusammen mit den Investitionskosten bilden die Kosten für Energieeffizienz und Systemintegration also die drei wesentlichen „Preisschilder“ des Umbaus des Energiesystems.

3 Lernen der Erneuerbaren Energien

3.1 Technologisches Lernen: Ansätze & Theorien

Ein wichtiger Bestandteil der Innovationsforschung ist das Konzept des technologischen Lernens. Die Grundidee des technologischen Lernens ist, dass sich durch akkumulierte Erfahrung die spezifischen Investitionskosten einer Technologie über die Zeit signifikant senken lassen. Dies betrifft die meisten heutigen EE Technologien, die sich noch in einer relativ frühen Phase der Marktentwicklung befinden und im Vergleich mit konventionellen Technologien noch relativ hohe Investitionskosten aufweisen. Um geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die EE langfristig kostengünstig und großflächig anwendbar sind, müssen die für die Kostensenkungen maßgeblichen Mechanismen des Lernprozesses genauer verstanden werden.

Junginger et al. (2006) identifizieren diesbezüglich sechs Mechanismen, welche die Produktionskosten bzw. Investitionskosten in den unterschiedlichen Phasen der Marktentwicklung senken können:

1. *Learning-by-searching*: Besonders in der frühen Entwicklungsphase von Technologien ist die Forschung („searching“) ein maßgeblicher Treiber zur Kostenreduktion.
2. *Learning-by-doing*: Verbesserungen des Produktionsprozesses auf Grund von Erfahrung sind ein wichtiger Mechanismus auf der Angebotsseite.
3. *Learning-by-using*: Sobald eine entwickelte und produzierte Technologie vom Nutzer angewendet wird, ergeben sich Kostenreduktionspotenziale, die von der Nachfrageseite her stimuliert werden.
4. *Learning-by-interacting*: Nachdem eine neu entwickelte Technologie sich allmählich im Markt etabliert und sie angewendet wird, kann man häufig beobachten, dass die oben genannten Mechanismen sich verstärken und sogenannte *spill-over* Effekte auftreten, die sich auch kostensenkend auswirken.
5. *Upsizing*: Vergrößerung der einzelnen Anlagen kann spezifische Kostensenkungen herbeiführen, wie z.B. größere Windturbinen oder größere Gasturbinen.
6. *Economies of Scale*: Sobald eine Technologie das Stadium der Massenproduktion erreicht hat, können signifikante Kostenreduktionen durch Skaleneffekte auftreten.

Obgleich konzeptuell unterscheidbar, lassen sich die jeweiligen Auswirkungen der skizzierten Mechanismen auf die spezifischen Investitionskosten von neuen Technologien nicht notwendigerweise klar voneinander trennen, zudem sie sich häufig gegenseitig verstärken. Außerdem sind nicht alle Mechanismen für alle Technologieentwicklungen relevant. Man kann die ersten vier und die letzten zwei grob in die Kategorien „Lernen“ und „Skaleneffekte“ einteilen (Junginger et al. 2010). Um Skaleneffekte zu erzeugen sind meist viele aufeinanderfolgende Lernschritte erforderlich, die sich durch fortschreitende Erfahrungen auszeichnen, die wiederum durch *Learning-by-doing* und *Learning-by-using* entstehen. Solch inkrementellen Lernschritte sind in der Regel kleinteilig und spezifisch. Um sowohl der langfristigen Trendentwicklung in ganzen Industrien als auch der spezifischen Komplexität und Individualität des inkrementellen technologischen Lernens gerecht zu werden, haben sich in der Literatur zwei divergierende Strömungen entwickelt. Der ökonometrisch orientierte „top-down“ Lernkurvenansatz und der ingenieurstechnisch orientierte „bottom-up“ Ansatz. In der aktuellen Literatur zum technologischen Lernen wird versucht, diese Methoden in konsistenter Art und Weise ergänzend zu nutzen.

Die „top-down“ Analyse von Lerneffekten hat in der ökonomischen Literatur eine lange Tradition, da das technologische Lernen als wichtigster Motor der wirtschaftlichen Entwicklung angesehen wird. Zum ersten Mal beschrieben wurde das Phänomen am Beispiel des Flugzeugbaus. Man stellte fest, dass die Lohnkosten je Produktionseinheit mit der kumulierten Erfahrung der Arbeiter fielen und zwar mit einer konstanten Kostensenkungsrate über jede Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge. Diese sogenannte Lernrate oder *progress ratio* ist ein Maß dafür, wie sich die spezifischen Investitionskosten einer Technologie prozentual verringern, wenn die kumulative installierte Kapazität verdoppelt wird. Wenn man die Produktionskosten gegenüber der kumulierten Produktionsmenge aufträgt, ergibt sich eine Potenzfunktion, die sogenannte „Lernkurve“. Der Name ergibt sich daher, dass er auf der Skala einer einzigen Firma vor allem den Mechanismus des *Learning-by-doing* wiedergespiegelt wird. Analysiert man die Produktionskosten gegenüber der installierten Kapazität von gesamten Industrien, bzw. Technologieclustern, spiegeln die Kostensenkungsrate alle Mechanismen des technologischen Lernens wieder und es wird dann häufig von „Erfahrungskurven“ (*experience curves*) gesprochen (Junginger et al. 2010). Allerdings sind die Begriffe Lernrate und Lernkurve im Deutschen gebräuchlicher und werden im Folgenden verwendet, auch wenn verschiedene EE Industrien als Ganzes analysiert werden.

In Bezug auf EE finden Lernkurven zwei wichtige Anwendungen. Einerseits kann darauf aufbauend ein Monitoring von Politikinstrumenten erfolgen wie zum Beispiel bei Nemet (2009) erläutert. Darauf wird in dieser Untersuchung allerdings nicht weiter eingegangen. Andererseits werden Lernkurven in energieökonomischen Modellen benutzt, um bei der Erstellung von langfristigen Szenarien die möglichen Kostendegressionen abzubilden. Auf deren Basis werden mögliche Technologieszenarien generiert und Politikinstrumente analysiert. Da die Abbildung von technologischem Lernen in solchen Modellen einen starken Einfluss auf die Modellergebnisse hat, ist ein Verständnis der Stärken und Schwächen des „top-down“ Ansatzes wichtig für die angemessene Interpretation und Verwendung der Modellrechnungen.

Grundlegend für Lernkurven ist, dass sie einen allgemeinen funktionalen Zusammenhang zwischen der kumulativen installierten Kapazität einer Technologie und deren spezifischen Investitionskosten beschreiben. Der für die Kostensenkung entscheidende Parameter ist die Lernrate, welche empirisch auf der Basis von historischen Daten mit ökonometrischen Methoden für viele Technologien nachgewiesen werden kann. Werden installierte Kapazität und Investitionskosten in doppelt logarithmischen Skalen aufgetragen, so transformiert sich die Potenzfunktion zu einer Geraden, deren Steigung mit Hilfe einer einfachen Regressionsgleichung geschätzt werden kann. Gängig dafür ist die „Methode der kleinsten Quadrate“, welche für die Datenpunkte die Gerade findet, die sich durch die geringste Summe der quadrierten Entfernungen zu den Datenpunkten auszeichnet. Ein wichtiges Gütekriterium für die Qualität solcher Schätzungen ist das Quadrat des Korrelationskoeffizienten, R^2 , welches angibt, wie viel Prozent der Variabilität der abhängigen Variable (Investitionskosten) von der Variabilität der unabhängigen Variable (installierte Kapazität) abgedeckt bzw. erklärt wird. Ein kleines R^2 steht dabei für eine geringe Erklärungskraft der unabhängigen Variable. Meist ist der Grund für ein geringes R^2 bei der Schätzung von Lernkurven eine zu kleine Zahl von Datenpunkten oder die Vernachlässigung von anderen, wichtigen erklärenden Variablen wie Rohstoffpreisentwicklungen bzw. anderen Effekten, die nicht von der installierten Kapazität abgebildet werden können. Beispiele hierfür sind Engpässe in der Angebotskette oder Forschungsausgaben. Da Regressionsanalysen nicht zwischen durch Lernen bedingtem und exogenem technischen Fortschritt trennen können, kann auch ein Problem der Fehlspezifikation der Regressionsgleichung vorliegen (Nordhaus 2009). Im Fall von exogenem Fortschritt würden sich Kostensenkungen zum Beispiel durch Fortschritte in anderen beteiligten Industrien oder als Ergebnis skalenökonomischer Effekte und neuer Erfindungen einstellen. Außerdem hat sich in der Literatur gezeigt, dass Lernraten für modulare Technologien wie Solar-PV robuster geschätzt werden können als für Großanlagen (Junginger et al. 2008). Bei der Beschreibung von langfristigem technologischem Lernen per Lernkurve handelt es sich also lediglich um eine Korrelation, deren kausalen Zusammenhänge aber nicht aufgedeckt werden.

Häufig wird ausgehend von Lernkurven angenommen, dass die mit dem Ausbau der installierten Kapazität von EE einhergehenden Kostensenkungen auch zukünftig gelten. Allerdings zeigt sich in der Literatur, dass das Extrapolieren historischer Lernraten von EE Technologien auf zukünftige Entwicklungen je nach Auswahl des Datensatzes sehr große Unsicherheiten mit sich bringt (Nemet 2009). Auch weil EE Technologien nicht-standardisierte Produkte sein können, gilt die Annahme von konstanten Lernraten in der Realität nicht notwendigerweise (Neij 2008). Ein weiterer Unsicherheitsfaktor dieses Ansatzes ist, dass die Theorie einen Zusammenhang zwischen Kosten und Kapazität vorhersagt, jedoch Kostendaten nur selten zur Verfügung stehen. Stattdessen werden Lernkurven oft mit Preisdaten geschätzt, welche insbesondere in der frühen Entwicklungsphase von Technologien häufig durch Angebots- und Nachfrageeffekte verzerrt sind. Preisdaten sind erst dann ein guter Indikator für Kosten, wenn die jeweilige Technologie eine gewisse Reife und damit einhergehende Marktdurchdringung erlangt hat. Somit ist der „top-down“ Ansatz erst für Technologien in späteren Entwicklungsstadien geeignet.

Der eher ingenieurstechnische geprägte „bottom-up“ Ansatz befasst sich im Gegensatz zum „top-down“ Ansatz mit den einzelnen Komponenten der EE Technologien im Detail. Dafür werden alle Kostenfaktoren einer Technologie aufgeschlüsselt und die einzelnen Bestandteile auf Entwicklungsmöglichkeiten und Kostensenkungspotenziale überprüft. Hier kommen alle oben aufgeführten Mechanismen des technologischen Lernens zum Tragen und es wird für jede Kostenkomponente elaboriert, mittels welcher Modifikation des Herstellungs- bzw. Installationsprozesses eine Kostensenkung erwirkt werden kann und wie hoch diese ggf. ist. Mit Hilfe von Gewichtungsfaktoren werden die einzelnen Kostensenkungspotenziale anschließend zu einem Gesamtkostensenkungspotenzial aggregiert. Auf Grund der Detailabhängigkeit einer „bottom-up“ Analyse sind die dadurch generierten Prognosen im Gegensatz zur „top-down“ Analyse eher kurz- und mittelfristig orientiert. Die ingenieurstechnische Orientierung der „bottom-up“ Analysen führt zu spezifischen Ergebnissen, die nicht unbedingt verallgemeinert werden können, aber im Gegenzug als Lern- und Erfahrungskatalysatoren konkret umgesetzt werden können.

Im Vergleich beider Ansätze stellen sowohl Neij (2008) als auch Nemet (2009) fest, dass der „bottom-up“ und „top-down“ Ansatz Komplemente darstellen und eine kombinierte Anwendung zur Reduktion der Unsicherheiten beitragen kann. Der SRREN (IPCC 2011) merkt dazu an, dass ein insgesamt besseres Verständnis des technologischen Lernprozesses bei EE dringend erforderlich ist und erheblicher Forschungsbedarf zur Reduktion der Unsicherheiten des technologischen Lernens von EE Technologien vonnöten ist. Ungeachtet der bestehenden Unsicherheiten und Probleme allerdings sind die beschriebenen Ansätze die Besten zur Verfügung stehenden – und damit die Mittel der Wahl (vgl. Nemet 2009).

3.2 Übersicht & Vergleich der Lernraten in den Studien

Alle der hier untersuchten Studien nehmen ein Lernen der EE Technologien auf Basis von Lernkurven an. Das unterstreicht, dass dieser Mechanismus zu einem festen Bestandteil der Analysen des Umbaus des Energiesystems geworden ist. Von den untersuchten Studien macht allerdings nur ein kleinerer Teil vollständige Angaben zu den angenommenen Lernraten (siehe Tabelle 4); die meisten Studien hingegen informieren darüber nur teilweise bzw. machen keine oder keine eindeutigen Angaben. Angesichts der zentralen Bedeutung dieser Größe ist dies wissenschaftlich ein klares Defizit, das die Nachvollziehbarkeit und Bewertungen der Ergebnisse erheblich erschwert.

Tabelle 4: Lernraten in den Studien und deren Quellen.

Lernrate in %	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar-PV	Solar-CSP	Biomasse	Geothermie
Deutschland						
DLR/IWES/IFNE (2010) ¹	k.A.	10	20	k.A.	k.A.	k.A.
SRU (2011)	11,5	18,6	25,9	-	2,2	k.A.
WWF (2009)	k.A.	k.A.	k.A.	-	k.A.	k.A.
Greenpeace (2009)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
EWI/GWS/Prognos (2010)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
WI/PIK (2010)	6	12	20	-	-	0
Europa						
EC (2011)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
ECF (2010)	5	5	15	k.A.	1*	1*
EREC (2010) ²	10*	5*/7*	20*	k.A.	k.A.	k.A.
PWC/PIK/IIASA/ECF (2010)	k.A.	k.A.	k.A.	5-15	k.A.	k.A.
EWI/Energynautics (2011) ³	7	9	20	7	k.A.	k.A.
Welt						
PIK/IIRM/IfE (2011)	12	12	20	9	0	k.A.
Greenpeace (2010) ⁸	10	10	16	12/8/2 ⁹	14	17
WWF (2011)	15	10	20	10	k.A.	20

Lernrate in %	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar-PV	Solar-CSP	Biomasse	Geothermie
IEA (2010a)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Energy Watch Group (2008) ⁴	15/10	15/10	20/10	7/5	10/7/5	5
Referenzen / Literatur						
IEA (2010c)	7	9	17	10	5	5
Van der Zwaan et al. (2012)	-	3-5	-	-	-	-
Neij et al. (2006)	15-20	15-20	20	12	5/15 ⁵	-
Neij (2008)	18-22	18-22	15-25	-	0-10 ⁶	-
Nitsch et al. (2004) ⁷	6/6	10/6	20/10	12/5	-	20/10
Junginger et al. (2008)	8-15	≥10	20	-	-	-
Spannen						
Studien	5-15	5-18,6	15-25,9	5-15	0-10	0-20
Referenzen / Literatur	6-22	3-22	15-25	10-12/5	0-10	5-20/10
*Lernraten pro Jahr ¹ Angegebene Lernraten wurden möglicherweise nicht zur Modellierung benutzt ² Bei Wind-Offshore ab 2020: 7% ³ Nach EWI (2010): EUROPEAN RES-E POLICY ANALYSIS. Final Report, April 2010. ⁴ Lernraten fallen mit kumulierter Kapazität (Wind, PV) bzw. Zeit (Biomasse, CSP) ⁵ Erster Wert Brennstoffproduktion, zweiter Wert Konversionstechnologie ⁶ Nur Technik ⁷ Erster Wert ab 2010, Absenkung auf zweiten Wert bis 2050 ⁸ Werte nach Auskunft der Autoren (DLR) ⁹ Werte für <i>solar field / thermal storage / power block</i> nach Trieb et al. (im Druck)						

Sieht man sich die angegebenen Lernraten an, so stellt man fest, dass wie schon bei den Investitionskosten relativ große Spannen existieren. Die maximalen und minimalen Werte liegen bei Wind-Onshore, Solar-PV, Solar-CSP und Biomasse jeweils um rund 10 Prozentpunkte auseinander. Bis zum Jahr 2050 können dadurch deutliche Unterschiede in den bis dahin realisierten Kostensenkungen entstehen. Bei Wind-Offshore liegen die Werte sogar um ungefähr 14 Prozentpunkte auseinander. Einen Spezialfall stellt die Geothermie dar: Hier schwanken die Angaben im Wesentlichen zwischen keinem bzw. fast keinem Lernen und einer Lernrate von 20% (WWF 2011). Aufgrund mangelnder weiterer Informationen dazu in den entsprechenden Studien bleibt eine Beurteilung der Annahme hier offen, zumal sich auch in der letzten Übersicht des SRREN (IPCC 2011) keine Angaben zu Lernraten von Geothermie finden.

Zur sonstigen genaueren Klärung der methodischen Hintergründe und Quellen ist ein genauerer Blick in die Studien hilfreich, die die Lernraten tatsächlich angeben. Zwei der Studien (EREC 2010; EC 2011) liefern diesbezüglich keine weiteren Informationen. Es handelt sich also im wissenschaftlichen Sinn um reine Annahmen ohne Anbindung an die empirische Literatur.

Zwei weitere Studien (Greenpeace 2010; WWF 2011) geben unter anderem Diskussionen mit Experten als Quelle an. Damit wird zwar ein Verfahren genannt, allerdings ohne den Verlauf und die konkreten Ergebnisse genau zu dokumentieren. Die sonstigen Studien orientieren sich im Wesentlichen an Veröffentlichungen folgender Institutionen bzw. Autoren: (a) International Energy Agency (IEA), (b) European Renewable Energy Council (EREC), (c) Joachim Nitsch und Koautoren (DLR), (d) Lena Neij (Universität Lund, Schweden) und Koautoren, sowie (e) Martin Junginger (Universität Utrecht, Niederlande). Bei der mehrfach zugrunde gelegten Studie des EREC (2010) ist anzumerken, dass für die dort genannten Lernraten ebenfalls keine weiteren Quellen angegeben werden. Die entsprechenden Veröffentlichungen der Autoren und Institutionen sind ergänzend in der Tabelle der Übersicht der Lernraten mit aufgeführt. Aufgenommen wurde außerdem eine neuere Untersuchung zu den Lernraten von Wind-Offshore (van der Zwaan et al. 2012). Wie sich zeigen wird, existieren bei dieser Technologie die größten Unsicherheiten, weshalb in diesem Fall möglichst aktuelle Ergebnisse besonders wichtig sind.

Im Vergleich zu den hier analysierten Studien zeigt die Literatur sogar eine noch größere Spanne in den Lernraten, vor allem bei Wind-Offshore und Solar-CSP. Die optimistischsten Werte liefern die Untersuchungen von Neij et al. (2006) und Neij (2008), die den Studien SRU (2011) und zum Teil DLR/IWES/IFNE (2010) und Greenpeace (2009) zugrunde liegen. Etwas weniger optimistisch sind die Resultate von Junginger et al. (2008), auf die sich die Studien WI/PIK (2011) und PIK/IIRM/IfE (2011) unter anderem beziehen. Das untere Ende der Schätzungen bilden IEA (2010c) und DLR/ifeu/WI (2004), wobei der Wert für Geothermie dort deutlich auseinanderfällt. Insbesondere die Studie DLR/IWES/IFNE (2010) bezieht sich auf die letztgenannte Quelle. Insgesamt gibt es nur eine Studie, SRU (2011), die sich ausschließlich auf eine Quelle bezieht (Neij 2008), die dort genannten Werte aber ohne Angaben eines entsprechenden Verfahrens „anpasst“. Alle anderen Studien beziehen sich auf mehrere Quellen, die in der Regel jeweils unterschiedliche Lernraten für eine Technologie nennen – ohne allerdings genau zu benennen, wie die letztendlich verwendete Lernrate darauf aufbauend ermittelt wurde. Trotz der generellen Unsicherheiten ist diese Vorgehensweise wissenschaftlich unzureichend, da damit ebenfalls keine nachvollziehbare Methodik vorliegt.

Die großen Bandbreiten der Lernraten werfen zwei weiterführende Fragen auf. Erstens, wie sind die Unterschiede zwischen den Technologien zu erklären? Gibt es ggf. systemische Eigenschaften der Technologien, die zu größeren oder kleineren Bandbreiten führen? Und zweitens, wie sind die Unterschiede zwischen den Untersuchungen zu erklären? Hier geht es in erster Linie um die zur Bestimmung verwendeten Daten und die Anwendung der Methode. Erst mit der Beantwortung dieser Fragen ist es möglich, die jeweiligen Raten wissenschaftlich einzuordnen bzw. zu bewerten. Wichtig in dieser Hinsicht ist, dass die in den Studien oft genannte „Plausibilität“⁵ kein wissenschaftliches Kriterium darstellt, da damit keine konkrete und in ihrer Anwendung nachvollziehbare Methode verbunden ist.

Hinsichtlich der Unterschiede zwischen den Technologien stellen Junginger et al. (2008) Folgendes fest: „While all renewable energy technologies seem to follow experience curves, it is observed that the modular PV seems to follow the trend line very closely, while the large-scale plants [like] wind offshore show large(r) fluctuations“. Das Lernen kleinskaliger modularer Technologien wie Solar-PV lässt sich also über Lernkurven prinzipiell genauer beschreiben. Wie im vorherigen Kapitel erläutert, ist das entscheidende Beurteilungskriterium für die Erklärungskraft der geschätzten Lernkurve das Quadrat des Korrelationskoeffizienten R^2 , welches einen Wert zwischen 0 und 1 annimmt. Für Solar-PV findet beispielsweise Nemet (2009) einen Wert von $R^2=0,96$ und für Windturbinen einen Wert von $R^2=0,82$. Die Interpretation dieses Wertes ist folgendermaßen: 96% bzw. 82% der Variation in den analysierten Investitionskosten kann durch die Variation der installierten Kapazität statistisch erklärt werden. Die Metaanalyse von Junginger et al. (2008) nennt für Solar-PV Werte zwischen $R^2=0,88$ und $R^2=0,99$ und für Wind-Onshore Werte zwischen $R^2=0,74$ und $R^2=0,99$. Diese relativ hohen R^2 unterstreichen, dass Lernkurven für

⁵ Siehe zum Beispiel SRU (2011), wo angemerkt wird, dass „nach Einschätzung des SRU alle getroffenen Annahmen plausibel sind und eine angemessene Abbildung des besten verfügbaren Wissens darstellen“.

Solar-PV und – mit geringen Abstrichen – Wind-Onshore eine relativ hohe Erklärungskraft besitzen, d.h. hier ein hoher Prozentsatz der Variabilität der Investitionskosten mit der Variabilität des kumulierten Kapazitätszubaues erklärt werden kann.

Anders sieht die Situation für Wind-Offshore und Solar-CSP aus. Diese Technologien sind großskalig und weit weniger modular als Wind-Onshore und insbesondere Solar-PV. Das legt wie beschrieben nahe, dass eine Kostenentwicklung gemäß Lernkurve weniger gut abbildbar ist. Aufgrund der Bedeutung von Wind-Offshore in den Studien, vor allem für Deutschland und Europa und der über alle Technologien hinweg größten Unsicherheitsspanne (3-22%) lohnt sich hier ein genauerer Blick in die Literatur. Dafür bieten sich die Studien von Neij (2008) und van der Zwaan et al. (2012) an, die das obere bzw. untere Ende der Skala darstellen. Die Untersuchung von van der Zwaan et al. wird zwar in keiner der Studien als Referenz genannt, eignet sich aber aufgrund ihrer Aktualität als Vergleichspunkt. An dieser Stelle geht es also auch darum, durch einen Vergleich erste Erkenntnisse hinsichtlich der Unterschiede zu gewinnen.

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen die Kostendaten und durch Regression geschätzten Lernkurven bei van der Zwaan et al. bzw. Neij. In beiden Fällen werden für die Darstellung Achsen mit logarithmischen Skalen verwendet, was bei der Schätzung von Lernkurven bedeutet, dass sich die eigentlich über eine Potenzfunktion beschriebene Lernkurve in eine lineare Funktion transformiert. Auffällig ist in beiden Fällen, dass die Kostendatenpunkte um die geschätzten Lernkurven streuen. Das drückt sich in einem niedrigeren R^2 aus. So ergibt sich bei van der Zwaan et al. für die nach Rohstoffpreisen korrigierten Daten ein Wert von $R^2=0,49$; bei den nicht korrigierten Daten wird sogar nur $R^2=0,31$ erreicht. Das Verrechnen der Rohstoffpreise führt also zu einer besseren Approximation, die allerdings immer noch deutlich unterhalb der Werte für Solar-PV und Wind-Onshore liegt.

Abbildung 11: Schätzung der Lernkurve Wind-Offshore. Quelle: van der Zwaan et al. (2012)

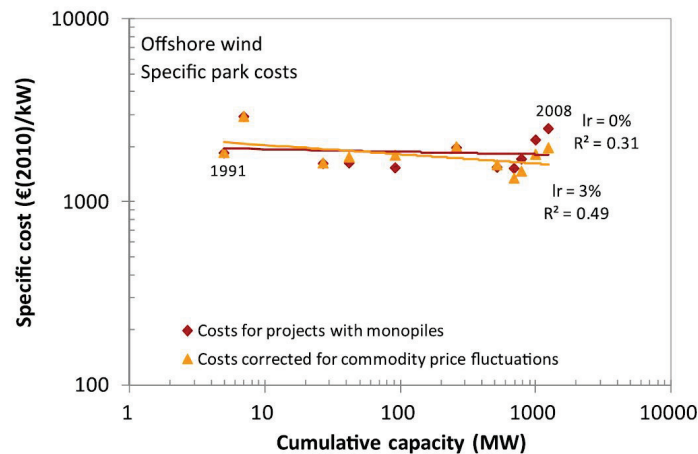
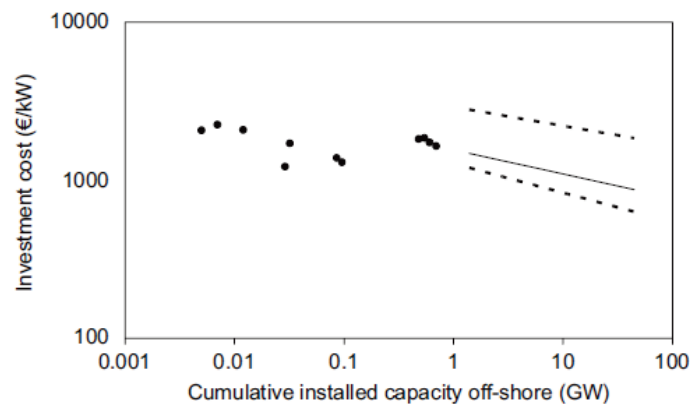


Abbildung 12: Schätzung der Lernkurve Wind-Offshore. Quelle: Neij (2008)



In der Untersuchung von Neij hingegen wird kein Korrelationskoeffizient angegeben. Die angenommene mittlere Lernrate von 10% orientiert sich an ausgewählten Daten von Isles (2006). Diese Studie wiederum ermittelt Werte von $R^2=0,62$ für frühe Kostendaten und $R^2=0,17$ für Kostendaten aus späteren Jahren, wobei die oben genannte Lernrate sich auf das frühe Datenset bezieht. Neij schlägt weiterhin vor, diese „top-down“ ermittelte Rate um weitere 10% auf 20% zu erhöhen, die laut „bottom-up“ Untersuchungen zusätzlich möglich wären. Bei dieser Größenordnung allerdings handelt sich um eine Einschätzung der Autorin, die nicht unmittelbar durch Quellen belegt wird.

Neben der Klarstellung der geringeren Aussagekraft und damit auch Prognosefähigkeit von Lernkurven für Wind-Offshore weist dieser Vergleich auch darauf hin, wodurch sich die unterschiedlichen Ergebnisse verschiedener Autoren erklären lassen. Erstens, durch die in manchen Fällen erfolgte Verbindung von „top-down“ und „bottom-up“ Ansätzen wie bei Neij (2008), wobei die fehlende bzw. ungenaue Methodik und die damit verbundenen Ermessensspielräume bei letzterem ein Problem hinsichtlich der wissenschaftlichen Bewertung darstellt. Und zweitens, die Wahl bzw. Auswahl der konkreten Kostendatenpunkte spielt eine erhebliche Rolle. So fasst zum Beispiel Nemet (2009) am Ende seiner Schätzung von Lernraten für Solar-PV und Wind zusammen: „These results suggest that [projections] are highly sensitive to timing of the data used: both when the forecast was made, and the duration of the historical data set used“.

Das Problem der Kostendatenpunkte stellt sich in besonderer Weise für die besonders neuen Technologien Solar-CSP und Geothermie. Hier gibt es bisher noch relativ wenige Anlagen, sodass eine Abschätzung der Lernrate schwerlich möglich ist. Hinsichtlich Solar-CSP stellt die Studie PWC/PIK/IIASA/ECF (2010) die Situation wie folgt dar: „As the CSP capacities are still very low, there are not many real power plants to base a cost estimate on. Most available data comes either directly from the German Aerospace Center (DLR) or the American National Renewable Energy Laboratory (NREL) or from a source that directly or indirectly cites one of these“. Auch in der Übersicht des IPCC findet sich nur eine Untersuchung zu Lernraten für Solar-CSP, die zudem aus dem Jahr 1999 stammt. Gleiches gilt für die Geothermie, für die ebenfalls kaum Daten vorliegen. Die Übersicht des IPCC enthält keine Studie zu dieser Technologie. Die einzige Angabe in den oben genannten Quellen findet man in DLR/ifeu/WI (2004). Der entsprechende Wert ist jedoch von Technologien zur Ölförderung abgeleitet und es ist fraglich, ob sich diese Raten tatsächlich realisieren lassen.

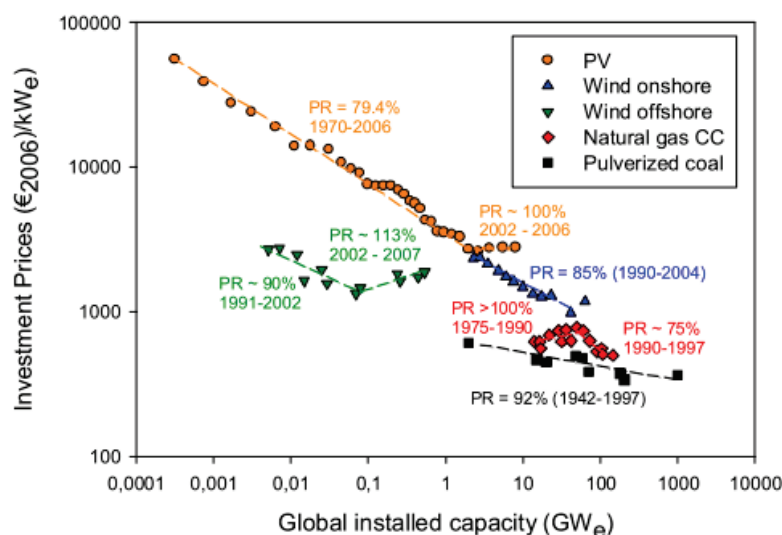
Zusammenfassend ist zu sagen, dass bezüglich der Lernraten nicht zu vernachlässigende Unsicherheiten bestehen. Am geringsten sind diese für Solar-PV und am höchsten für Solar-CSP und Geothermie. Diese Gesamtsituation unterstreicht auch die umfangreiche Metaanalyse des SRREN (IPCC 2011) von EE Lernraten, die zum Teil noch viel größere Bandbreiten für die einzelnen Technologien ermittelt. Dabei spielt neben dem betrachteten Zeitraum auch die Region und die so genannte *performance measure* zur Messung des Lerneffekts eine Rolle. Der IPCC kommt diesbezüglich zu folgender Schlussfolgerung: „Any efforts to assess future costs by extrapolating historic experience curves must take into account the uncertainty of

learning rates as well as the caveats and knowledge gaps“. Für die untersuchten Studien ist festzustellen, dass die Lernraten in allen Fällen als fix angenommen und die Unsicherheiten nicht berücksichtigt worden sind.

Eine abschließende Bewertung, welche Lernrate aus wissenschaftlicher Sicht belastbarer ist, ist aus den oben im Detail ausgeführten Gründen praktisch unmöglich. Auch wenn der Effekt des Lernens gesichert erscheint, so lassen sich keine Empfehlungen für konkrete Werte abgeben. Aus diesem Grunde wird vorgeschlagen, Korridore von Lernraten anzunehmen und unterschiedliche Szenarien zu rechnen, die dann die Spannweite abdecken. Es bieten sich hier „worst-case“ und „best-case“ Szenarien an, also Szenarien, die jeweils die niedrigsten bzw. höchsten Lernraten annehmen und ggf. auch noch ein mittleres Szenario. Die Auswertung solcher Szenarien erlaubt dann, robuste Aussagen zu destillieren. Wenn sich z.B. eine bestimmte Technologie in allen drei Szenarien durchsetzt, so ist dies eine robuste Aussage, die unabhängig von der genauen Annahme der Lernrate ist.

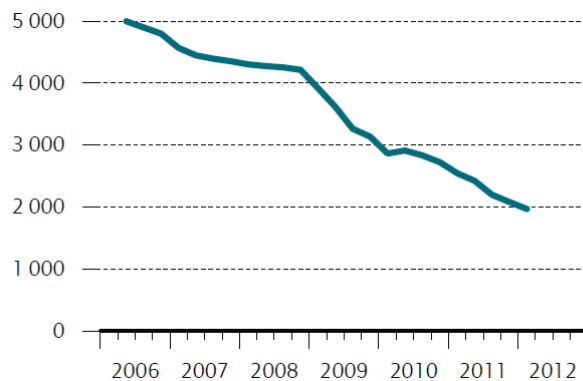
Eine letzte, über den Vergleich der Studien hinausgehende, Frage betrifft den Verlauf der Lernraten in den letzten Jahren. Hierbei besteht das Problem, dass in der vorhandenen Literatur nur Daten bis zum Jahr 2008 berücksichtigt werden. Bis dahin sind über einen Zeitraum von 5-6 Jahren die Marktpreise sowohl für Solar-PV, als auch für Wind-Onshore und Wind-Offshore angestiegen (vgl. Isles 2006; Junginger et al. 2008; Neij 2008); beispielhaft zeigt dies Abbildung 13 für Wind-Offshore und Solar-PV. Dies bedeutet jedoch nicht, dass kein Lernen mehr stattfindet – allen voran, weil wie geschrieben die Marktpreise nicht unbedingt den tatsächlichen Kosten entsprechen müssen, für die der Lernkurvenzusammenhang gilt (siehe oben). Die höheren Preise können zum Beispiel Resultat einer Überstimulierung des Marktes bzw. Knappheiten bei Zulieferern, von mangelndem Wettbewerb oder Technologierisiken sein (Neij 2008). Aber auch die Kosten selbst können ansteigen, ohne dass der Lerneffekt damit infrage gestellt werden muss. Beispielsweise können sich die Produktionskosten aufgrund gestiegener Rohstoffpreise oder fluktuierende Wechselkurse erhöht haben (Junginger et al. 2008). Die steigenden Preise betreffen vor allem Wind-Offshore und zum Teil auch Wind-Onshore. An dieser Stelle ist es wichtig noch einmal klarzumachen, wo die Möglichkeiten und Grenzen von Lernkurven liegen: „[E]xperience curves allow for projections for the development of production costs; they do not forecast the development of market prices, and they are not a short-term tool“ (Junginger et al. 2008).

Abbildung 13: Schätzung der Lernkurven verschiedener Technologien. Quelle: Junginger et al. (2008)



Trotz der Tatsache, dass kurzfristige Preisentwicklungen prinzipiell nicht Folge technologischen Lernens sein müssen, können damit dennoch technische Fortschritte verbunden sein. In dieser Hinsicht bedeutend ist vor allem die Solar-PV Technologie, für die in den letzten Jahren wieder ein gegenläufiger Trend hin zu stark sinkenden Preisen zu beobachten ist. Abbildung 14 zeigt den durchschnittlichen Systempreis für Aufdachanlagen in Deutschland. Zwar ist im gleichen Zeitraum die global installierte Kapazität pro Jahr von rund 1 GW auf rund 28 GW angestiegen, womit erhebliche Lerneffekte zu erwarten sind. Dennoch wäre eine erneute Schätzung der Lernrate auf Basis von aktuellen Daten empfehlenswert.

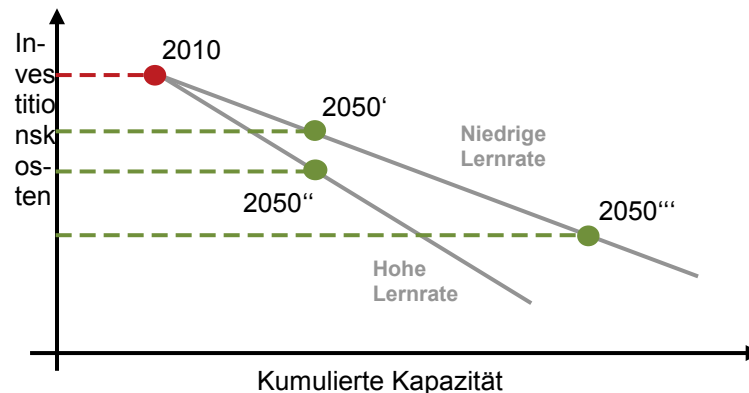
Abbildung 14: Systempreis für fertig installierte Aufdachanlagen bis 100 Kilowatt. Quelle: BSW-Solar: Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik) 2012: www.solarwirtschaft.de/preisindex. Abbildung aus Diekmann et al. (2012)



3.3 Abfahren der Lernkurven

Der letzte Abschnitt hat gezeigt, dass es eine große Bandbreite der Lernraten in den Studien gibt, mit denen unterschiedlich große Kostenreduktionen bei gleichen Ausbauraten für die kumulierte installierte Kapazität verbunden sind. Unterschiedliche Kostenreduktionen können sich aber auch dadurch ergeben, dass bis 2050 insgesamt weniger oder mehr Kapazitäten zugebaut werden. Man spricht hier vom „Abfahren der Lernkurve“ (siehe Abbildung 15). Ausgehend von anfänglichen (2010) Investitionskosten und kumulierter Kapazität sind verschiedene Kostenverläufe möglich. Einerseits führt bei gleichem Kapazitätsausbau bis 2050 eine niedrigere Lernrate zu höheren Kosten (2050') als eine hohe Lernrate (2050''). Andererseits kann bei relativ umfangreichen Ausbau auch eine niedrige Lernrate zu sehr großen Kostensenkungen führen, die ggf. die der hohen Lernrate noch unterschreiten. Damit verbunden sind jedoch insgesamt höhere Kosten für den Ausbau, die in Abbildung 15 der Fläche unterhalb der Lernkurve zwischen Kostenstartpunkt und Kostenendpunkt entsprechen.

Abbildung 15: Schematische Darstellung des Abfahrens unterschiedlicher Lernkurven. Doppellogarithmische Darstellung.



Da das Abfahren der Lernkurve in der Regel allerdings als global betrachtet wird, müssen nicht-globale Studien exogene Annahmen über den Lernverlauf zugrunde legen. Der damit verbundene Ausbau der EE ist also kein Ergebnis der Analyse, sondern ein Input. Konkret bedeutet dies, dass der globale Ausbau der EE bis zum Jahr 2050 in solchen Studien prinzipiell auch nicht kosteneffizient sein kann. Zur Sicherstellung von Kosteneffizienz wäre es notwendig, dass das Ausbauziel zu den geringsten Kosten erreicht wird. Eben das garantiert eine exogene Annahme nicht. Hingegen möglich ist es, in nicht-globalen Studien einen kosteneffizienten Umbau des Energiesystems zu ermitteln, gegeben der Kostensenkungen, die durch einen wie auch immer erreichten globalen Ausbau der EE erzielt wurden. Aufgrund dieses konzeptionellen und analytischen Unterschieds empfiehlt es sich, generell zwischen dem globalen „Ausbau“ der Technologie und dem regionalen „Umbau“ der Erzeugung zu unterscheiden.

Das Abfahren der Lernkurve ist darüber hinaus grundsätzlich mit dem jeweils gewählten Modellansatz in den Studien verbunden. Optimierungsmodelle verfolgen den Ansatz, den „Ausbau“ – und auch „Umbau“ – über alle Technologien und gegebenen Zielvorgaben so zu steuern, dass das Gesamtergebnis kostenminimal ist. Die Potentiale unterschiedlicher Technologien werden also nach Kostengesichtspunkten abgewogen und entsprechend ausgeschöpft. Simulationsmodelle hingegen basieren auf den Entscheidungsregeln der beteiligten Akteure, die nicht unbedingt auf volkswirtschaftliche Kostenminimalität ausgelegt sind. So kann es beispielsweise in einem Simulationsmodell zu einem übermäßigen Ausbau dezentraler Technologien kommen, wenn die relevanten Investoren entsprechende Vorlieben haben.

Eine genaue Auskunft über das Abfahren der Lernkurve und den verwendeten Modellierungsansatz in den Studien gibt Tabelle 5. In Bezug auf das Lernen kann man feststellen, dass nahezu alle Studien mit Fokus Deutschland bzw. EU aus den genannten Gründen das Abfahren der Lernkurve als exogene Annahme zugrunde legen. Einzige Ausnahme sind WI/PIK (2011) und EC (2011): Bei WI/PIK (2011) erfolgt das Lernen kombiniert endogen (deutschlandweit) und exogen (global). Der exogene Anteil wird auf Basis des globalen Modells REMIND-R ermittelt. Bei EC (2011) kommt ein ähnliches Verfahren zum Tragen, in dem das EU-weite Energiesystemmodell PRIMES an das globale makroökonomische Modell GEM-E3 gekoppelt wird. Die Details der Implementierung bzw. die Aufteilung der Lerneffekte bleiben allerdings unklar. Generell haben solche Verfahren den Vorteil, dass sich durch die Kopplung unterschiedlicher Modelle konsistente oder zumindest teilkonsistente Ergebnisse ergeben, da die Rückkopplungseffekte zur jeweils anderen Analyseebene berücksichtigt werden. Wenn aber – so wie bei EC (2011) – keine Transparenz bezüglich der Implementierung besteht, kann nicht überprüft werden, inwieweit das Abfahren der Lernkurve tatsächlich wissenschaftlich valide ist.

Tabelle 5: Abfahren der Lernkurve und Modellierungsansatz in den Studien.

	Abfahren der Lernkurve	Modellierungsansatz / Modelle
Deutschland		
DLR/IWES/IFNE (2010)	Exogen; ohne eindeutige Referenz	Optimierungsmodells Stromerzeugung & -transport DE & EU (<i>REMIX</i>), Simulationsmodell Stromerzeugung DE (<i>SimEE</i>)
SRU (2011)	Exogen; vergleichbar mit Nitsch (2008)	Optimierungsmodell Stromerzeugung & -transport DE & EU (<i>REMIX</i>)
WWF (2009)	Exogen; basierend auf Nitsch (2008)	Modular aufgebautes Modellsystem; Sektorale „bottom-up“ Modelle (nicht dokumentiert)
Greenpeace (2009)	Exogen; eigene Annahme	k.A.
EWI/GWS/Prognos (2010)	Exogen; eigene Annahme	Sektorale „bottom-up“ Modelle (nicht dokumentiert); Kraftwerksparkmodellierung (<i>DIME</i>); Gesamtwirtschaftliche Modellierung (<i>PANTHA REI</i>)
WI/PIK (2010)	Exogen/endogen; Aufteilung in nationale & globale Lernkomponente	Intertemporales hybrides Optimierungsmodell DE (<i>REMIND-D</i>)
Europa		
EC (2011)	Exogen/endogen; keine genaue Angaben	Gleichgewichtsmodell Welt & EU (<i>GEM-E3</i>); „bottom-up“ Energiesystemmodell (<i>PRIMES</i>); Stochastische Modell zur Risikoabschätzung (<i>Pro-metheus</i>)
ECF (2010)	Exogen; eigene Annahme	Gleichgewichtsmodell EU, Optimierungsmodell Stromerzeugung EU (nicht dokumentiert)
EREC (2010) ²	Exogen; eigene Annahme	Nur indikative Ergebnisse
PWC/PIK/IIASA/ECF (2010)	k.A.	Vereinfachtes Marktmodell (nicht dokumentiert)
EWI/Energynautics (2011)	Exogen; basierend auf eigener Annahme und IEA Studien	Optimierungsmodell Stromerzeugung; Analysetool PowerFactory (Stromflüsse)

	Abfahren der Lernkurve	Modellierungsansatz / Modelle
Welt		
PIK/IIRM/IfE (2011)	Endogen	Hybrides Optimierungsmodell (<i>REMIND-R</i>)
Greenpeace (2010)	Exogen	Simulationsmodell (<i>MESAP/PlaNet</i> , nicht dokumentiert)
WWF (2011)	Endogen	Prioritär gestaffelte Zusammensetzung des Energiemixes
IEA (2010a)	Vermutlich Endogen	ETP Optimierungsmodell (basierend auf <i>MARKAL/TIMES</i> Modellierungstool)
Energy Watch Group (2008)	Endogen	Willingness-to-pay Budget Ansatz

Alle anderen Studien für Deutschland und Europa verwenden wie beschrieben lediglich Annahmen im Hinblick auf das Abfahren der Lernkurve. Daher handelt es sich bei den gefundenen Kostenreduktionen der EE bis 2050 nicht eigentlich um Ergebnisse dieser Studien selbst, sondern (a) um Ergebnisse anderer Studien, auf die Bezug genommen wird, oder (b) um studienspezifische Einschätzungen oder anvisierte Pfade für die zukünftige Marktentwicklung von EE. Im Fall von (a) wird vor allem auf die BMU Leitstudie 2008 (Nitsch 2008) und Studien der IEA Bezug genommen. Die IEA verwendet für die entsprechenden Szenarien globale Modelle; siehe IEA (2010a) in Tabelle 5. Es handelt sich also demnach um echte analytische Ergebnisse, wenn auch unter Verwendung von spezifischen Zielsetzungen, die nicht notwendigerweise konsistent mit den letztendlich verwendeten Zielsetzungen sein müssen (siehe unten). Bei den Markt- und Kostenprognosen der BMU Leitstudie 2008 ist davon auszugehen, dass es sich lediglich um „informierte Annahmen“ handelt. Diese Einschätzung erfolgt aufgrund der Angaben zu den entsprechenden Prognosen in der BMU Leitstudie 2010 (DLR/IWES/IFNE 2010), die auch Gegenstand dieses Vergleichs ist. Die dort genannten Quellen für die „skizzierte Entwicklung der Märkte“ (BMU 2009; BMU 2010) enthalten selbst keine konkreten Daten bzw. analytischen Verfahren, aus denen diese Entwicklung ersichtlich werden würde. Ein Bezug auf die Leitstudie entspricht also einer indirekten Annahme, die sich in eine Reihe weiterer (direkter) Annahmen bei einem Großteil der anderen Studien einreihet. Wichtig ist noch einmal klarzustellen, dass die bei einem solchen Vorgehen ermittelten Kostendegressionen bzw. der zugrunde liegende Ausbau weder analytisch fundiert noch in irgendeiner Weise kosteneffizient sind.

Bei den globalen Studien existiert diese Problematik zum Teil auch. Bei WWF (2011) werden die zukünftigen Kostensenkungen auf Basis der Lernraten und sonstiger Studien sowie Expertenurteilen abgeschätzt; unklar bleibt allerdings wie genau. Bei Energy Watch Group (2008) wird die Lernkurve ausgehend vom Gesamtpotential sozusagen „handoptimiert“ abgefahren. Bei WWF (2011) wird der Ausbau über ein Simulationsmodell gesteuert und die Kostensenkungen ergeben sich durch das „Anwenden“ der Lernrate auf die jeweiligen kumulierten Kapazitäten. Diese drei Verfahren unterscheiden sich nicht wesentlich von dem der BMU Leitstudie – mit allen ihren Vorteilen und Nachteilen. Bei PIK/IIRM/IfE (2011) und IEA (2010a) hingegen kommen Optimierungsmodelle zum Einsatz, über die der Ausbau der EE endogen nach Kostengesichtspunkten erfolgt. Die erste der beiden Studien setzt ein Hybridmodell ein, bei dem ein hochaufgelöstes Energiesystemmodell mit einem makroökonomischen Modell verbunden wird; die zweite beschränkt sich auf ein Energiesystemmodell. Zwar ist auch dieser Unterschied potentiell bedeutend für den Verlauf des Lernens bzw. die Kosten – viel wichtiger aber ist, in Hinblick auf welche Zielstellung optimiert wird, also bezüglich worauf der Ausbau der EE kosteneffizient ist (vgl. Tabelle 1). Bei PIK/IIRM/IfE (2011) ist dies die Erreichung des 2° Ziels über ein Emissionsbudget von maximal 400 Gt im Zeitraum 2005-2100; bei IEA (2010a) wird das 450ppm Szenario des World Energy Outlook 2009 fortgeschrieben, so dass bis 2050 eine Reduzierung der CO₂ Emissionen um 50% relativ zu 2005 erreicht wird (BLUE Map Szenario). Der Ausbau der EE ist also

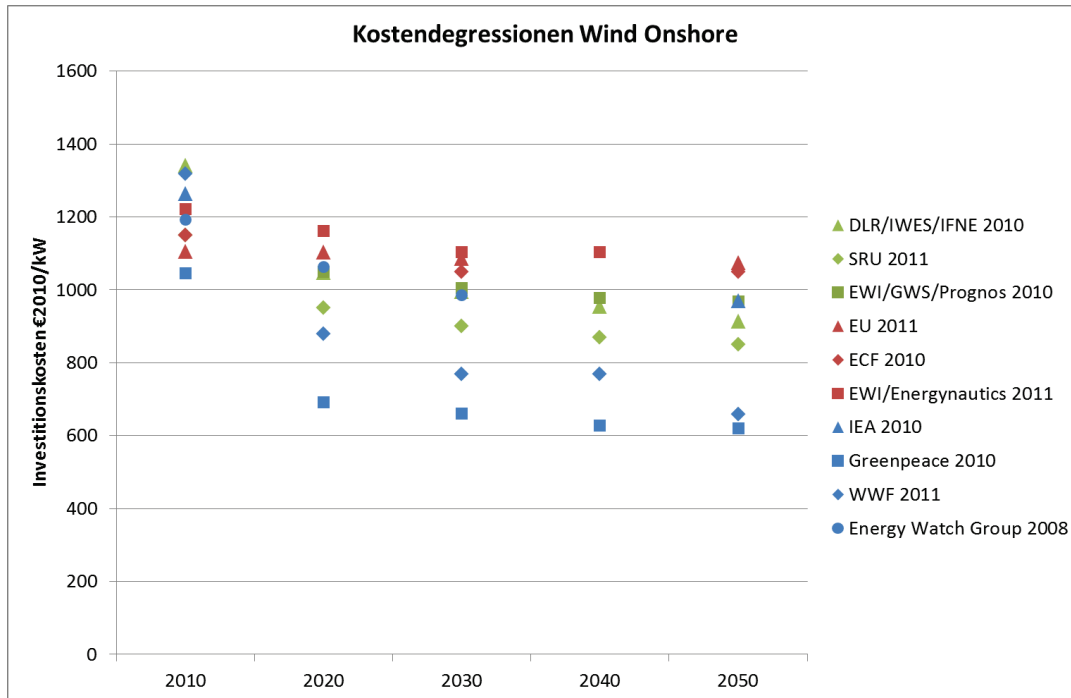
kosteneffizient bzw. –effektiv in Bezug auf die Erreichung eines mehr (PIK/IIRM/IfE 2011) bzw. weniger (IEA 2010a) ambitionierten Klimaziels.

In Bezug auf die Kosteneffizienz des Ausbaus der EE hat die vornehmliche Ausrichtung globaler Studien an Klimaschutzzielen⁶ – und nicht an EE Zielen – entscheidende Implikationen für den kosteneffizienten Ausbau der EE. So sind zur Erreichung des 2° Ziels prinzipiell verschiedene Wege gangbar, wie u.a. auch PIK/IIRM/IfE (2011) zeigt, wo bis 2050 nur ein EE Anteil von deutlich unter 80% am Primärenergieverbrauch erreicht wird. Die Studie IEA (2010a) erreicht sogar nur 47% EE Anteil am Stromverbrauch, allerdings auch ohne Erreichung des 2° Ziels. Dies bedeutet, dass der Ausbau der EE aus Sicht ambitionierter (globaler) EE Ziele in diesen Studien eigentlich unterdimensioniert ist. Es bedarf zur Bestimmung des kosteneffizienten Ausbaus der EE also dezidierte Studien mit expliziten EE Zielen auf Basis globaler Optimierungsmodelle – solche Studien existieren bisher nach Wissen der Autoren dieser Untersuchung nicht. Der Grund dafür ist vermutlich, dass bislang im Gegensatz zum Klimaschutz noch kein weltweit etabliertes Ziel zum Ausbau der Erneuerbaren existiert.

Die tatsächliche Bedeutung des Abfahrens der Lernkurve wird klar, wenn man sich die Pfade der Kostendegressionen für die Technologien genauer ansieht. Für Wind-Onshore (Abbildung 16) kann man grob zusammenfassen, dass sich bei den Studien mit Fokus Deutschland und Europa nur noch geringe Lerneffekte einstellen. Zeitlich gesehen erfolgt das Lernen über alle Studien hinweg vor allem im kommenden Jahrzehnt (2010-2020). Wichtig ist hier noch einmal herauszustellen, dass es sich bei den Verläufen im Fall der DE/EU Studien lediglich um Annahmen handelt. Nennenswerte Kostenreduktionen ergeben sich nur bei Greenpeace (2010) und WWF (2011). Hier führen die Priorisierung von EE (WWF 2011) bzw. die explizite EE Zielvorgabe (Greenpeace 2010) zwangsläufig zu einem entsprechend großen Ausbau der Kapazitäten und damit auch zu einem stärkeren Abfahren der Lernkurve. Bei WWF (2011) geht das einher mit einer Lernrate von 15% – dem größten Wert im Vergleich der Studien insgesamt. Dies führt dazu, dass trotz des starken Zubaus allgemein nur vergleichsweise niedrige Kosten dafür anfallen (siehe oben).

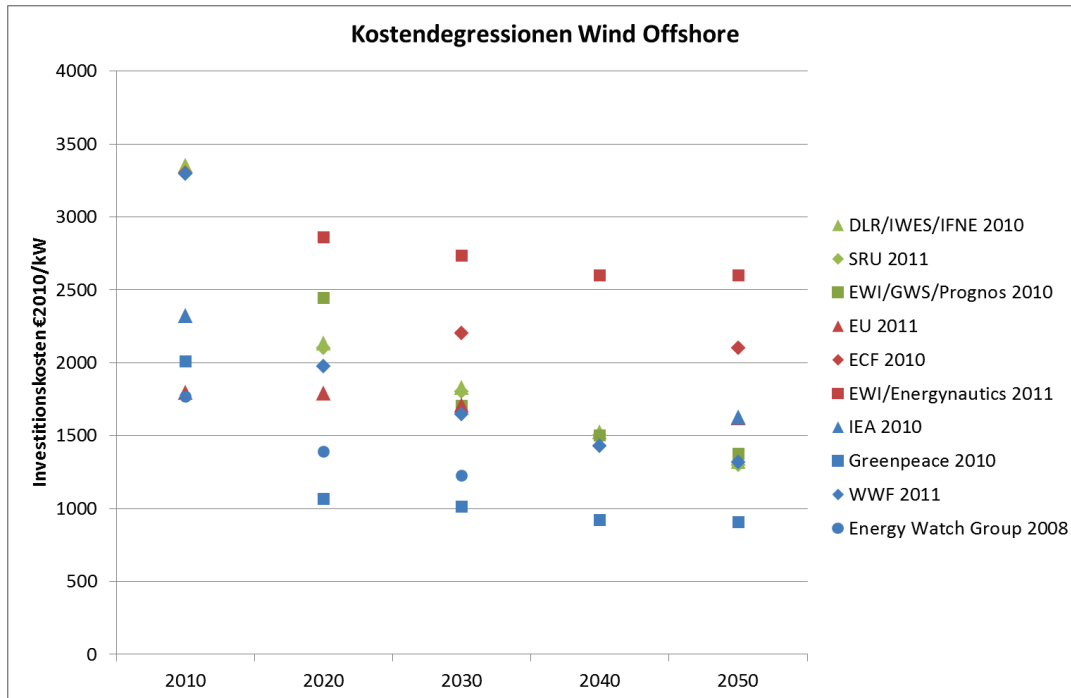
⁶ Im „in-depth“ Vergleich des SRREN (IPCC 2011) beispielsweise ist die Greenpeace Studie die einzige, die eine explizite Zielvorgabe für EE (80% im Jahr 2050) besitzt.

Abbildung 16: Kostendegressionen für Wind-Onshore. (Angabe des Mittelwerts im Fall von Wertebereichen in den Studien. Bei Greenpeace 2009 entspricht der angegebene Wert dem Wert des Startjahrs.)



Bei Wind-Offshore (Abbildung 17) stellt sich die Situation etwas anders dar. Hier sind es ausschließlich die Studien der EU Ebene, die bis 2050 kaum Kostendegressionen zeigen. Dies kann man mit der Rolle von Wind-Offshore bzw. der teilweise relativ moderaten Zielstellung der Szenarien in Verbindung bringen. Bei den Studien zu Deutschland bzw. mit globalem Fokus findet man hingegen deutlich stärkere Kostendegressionen; die stärkste, von 3.300 €/kW (2010) auf 1.300 €/kW (2050), entfällt auf die Studie SRU 2011, die auch die höchste Lernrate (18,6%) annimmt. Diese lässt sich direkt in eine Annahme hoher Kostensenkungen zu übersetzen, obwohl dies wie erklärt nicht notwendigerweise gefolgert werden kann. Allerdings erreicht auch die Studie EWI/GWS/Prognos (2010) einen ähnlichen Wert im Jahr 2050 (1376 €/kW), vermutlich unter Annahme einer niedrigen Lernrate. Die absolut niedrigsten Kosten für Wind-Offshore im Jahr 2050 verzeichnet wiederum die globale Studie Greenpeace (2010). Und auch hier kann man davon ausgehen, dass das explizite EE Ausbauziel der entscheidende Treiber ist, obwohl der Anteil von Wind an der EE Gesamterzeugung nicht außergewöhnlich hoch ausfällt.

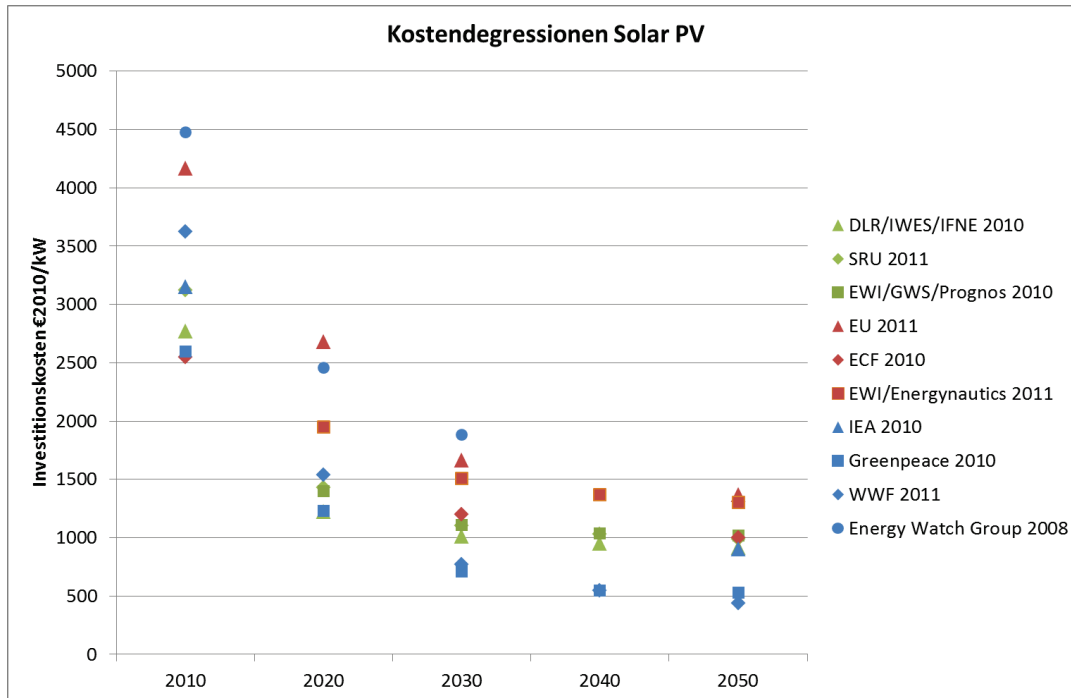
Abbildung 17: Kostendegressionen für Wind-Offshore. (Angabe des Mittelwerts im Fall von Wertebereichen in den Studien. Bei Greenpeace 2009 entspricht der angegebene Wert dem Wert des Startjahrs.)



Bei Solar-PV (Abbildung 18) ist das Abfahren der Lernkurve über alle Studien hinweg relativ deutlich und führt zu den insgesamt stärksten Kostendegressionen aller betrachteten Technologien. Das bezieht insbesondere auch die Studien auf der EU Ebene mit ein, die bei den Windenergiotechnologien nur relativ geringe Senkungen zeigen. Die Gründe dafür sind vielfältig: (a) das global gesehen relativ große Potential dieser Technologie, (b) die im Mittel größten und insgesamt am wenigsten unsicheren Lernraten und auch (c) die bisher nur geringe kumulative Kapazität weltweit, aufgrund derer bei starkem Ausbau noch erhebliches Lernpotential vorhanden ist. Solar-PV kann damit im Vergleich als der „Prototyp der lernenden EE Technologie“ schlechthin bezeichnet werden. Doch gerade aufgrund ihrer Bedeutung auf globaler Ebene können im Hinblick auf die Kosten „Details“ entscheidend sein. Die höchsten Investitionskosten im Jahr 2050 (1.366 €/kW, EU 2011) sind immerhin rund drei Mal so hoch wie die niedrigsten Kosten (439 €/kW, WWF 2011). Eine mögliche Ursache für diese Differenzen ist einerseits – wie bei den anderen Technologien auch – der Mechanismus des Abfahrens der Lernkurve. Andererseits ist darüber hinaus aber gerade bei Solar-PV auffällig, dass die Kosten im Jahr 2010 bereits eine extrem große Bandbreite zeigen. Sie bewegen sich zwischen rund 2.500 €/kW (ECF 2010) und rund 4.200 €/kW (EU 2011)⁷. Diesbezüglich fällt auch auf, dass sich die Differenzen der Anfangswerte über das Lernen fortsetzen, also hohe Investitionskosten im Jahr 2010 in der Regel auch mit höheren Investitionskosten im Jahr 2050 verbunden sind. Dieser Umstand und die damit verbundenen Schwierigkeiten sind auch schon aus anderen Untersuchungen bekannt: „This [is] a typical problem in scenario analysis covering a new technology market where numbers in scenarios are often superseded by recent developments. The different cost assumptions lead to very different market development pathways in the scenarios“ (IPCC 2011).

⁷ Der Wert von Energy Watch Group wurde außer Acht gelassen, da es sich bereits um eine Prognose handelt.

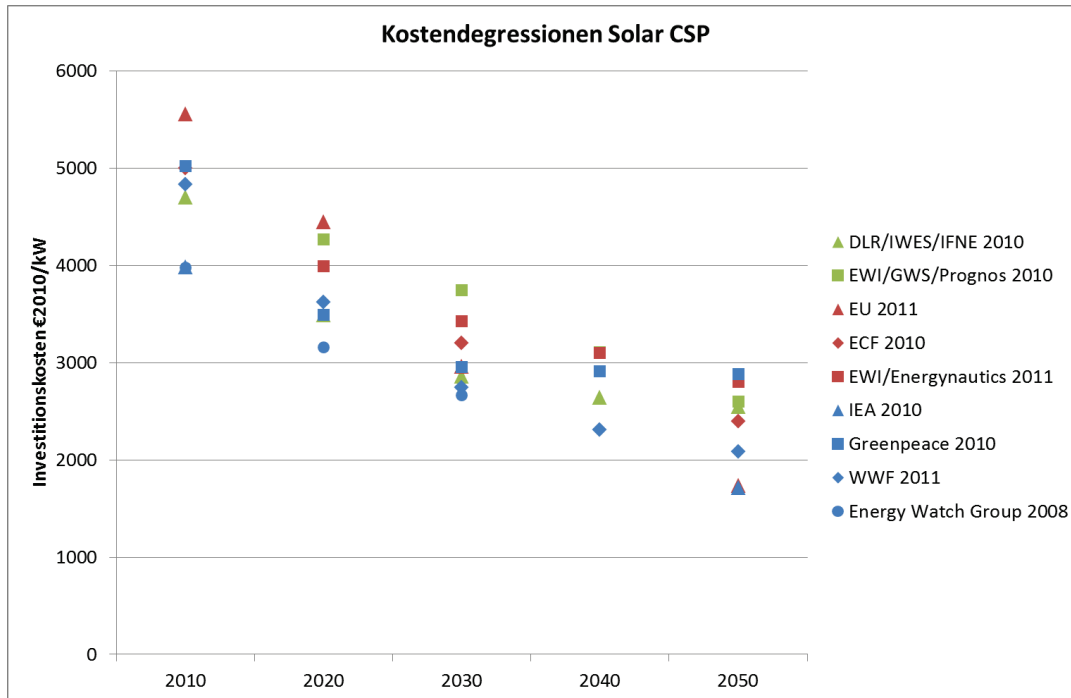
Abbildung 18: Kostendegressionen für Solar-PV. (Angabe des Mittelwerts im Fall von Wertebereichen in den Studien. Bei Greenpeace 2009 entspricht der angegebene Wert dem Wert des Startjahrs.)



Die letzte hier im Detail betrachtete Technologie ist Solar-CSP⁸ (Abbildung 19). Ein erster deutlicher Unterschied zu den anderen Technologien ist ein grob linearer Verlauf der Kostensenkungen über die Zeit. Das würde im Ensemble der Studien einer konstanten Kostendegression über die Zeit entsprechen, was allerdings nicht mit den lerntheoretischen Ansätzen in Verbindung zu bringen ist. Man kann daraus ggf. schließen, dass die Kostendegressionen dieser Technologie keine stark modellgetriebene Dynamik zeigt, sondern zum Großteil auf Annahmen über zukünftige Entwicklungen basiert. Zur Überprüfung dieser Hypothese wäre allerdings eine detaillierte Untersuchung der Ergebnisse bzw. Modelle nötig, die ebenfalls mit den in den Studien angegebenen Informationen nicht möglich ist. Insgesamt gesehen bleibt Solar-CSP mit Investitionskosten zwischen 1.715 €/kW (IEA 2010a) und 2.883 €/kW (Greenpeace 2010) im Vergleich zu Solar-PV relativ teuer. Ein Vorteil von Solar-CSP besteht allerdings darin, dass die erzeugte Energie für einen gewissen Zeitraum gespeichert werden kann. Diese könnte eine Begründung dafür sein, dass vor Solar-CSP im Extremfall über 20% zur Stromerzeugung beiträgt (Greenpeace 2010). Denn gerade dort ist die Kostendifferenz zwischen beiden Solar Technologien so groß wie in keiner anderen Studie.

⁸ Von grafischen Übersichten zu Biomasse und Geothermie wurde hier abgesehen, da vergleichsweise wenige Daten vorliegen und die Investitionskosten sehr große Bandbreiten besitzen (Biomasse) bzw. je nach Reservoir in einer unterschiedlichen Größenordnung liegen (Geothermie). Die Daten finden sich allerdings im Anhang.

Abbildung 19: Kostendegressionen für Solar-CSP. (Angabe des Mittelwerts im Fall von Wertebereichen in den Studien Bei Greenpeace 2009 entspricht der angegebene Wert dem Wert des Startjahrs.)



Ein abschließendes Fazit des Abfahrens der Lernkurve ist aus verschiedenen Gründen eine Herausforderung. Klar ist, dass es eine Reihe von Faktoren gibt, die entscheidend sind: (a) die Zielstellung der Studie, (b) der regionale Fokus, (c) der Modellansatz, (d) das gesamte Potential der Technologien inklusive der Lernraten, sowie (e) weitere, vor allem technische Details, die hier nicht genauer untersucht wurden. All diese Faktoren können zu erheblichen Unterschieden führen, die sich nur grob und in Form allgemeiner Tendenzen beschreiben lassen. Eine Bewertung des Abfahrens in Bezug auf nur einzelne Faktoren lässt notwendigerweise die Interaktionen außer Acht. Bestenfalls kann man für Solar-PV feststellen, dass dort studienübergreifend zukünftig noch ein deutliches Lernpotential zu erwarten ist. Für die globale Ebene fehlen bislang ambitionierte EE Szenarien, die kostenminimale Ausbaupfade identifizieren. Dies ist eine Forschungslücke, die mit kostenoptimierten Modellen geschlossen werden könnte.

3.4 Systemintegration bei sehr hohen EE Anteilen

Eine besondere Herausforderung bei einem hohen Anteil an EE ist die Frage der Systemintegration. Ein wesentlicher Aspekt der Systemintegration ist die Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen bei gleichzeitiger Gewährleistung der Stabilität der Stromnetze. Weiterhin muss die Differenz zwischen Nachfrage und stark fluktuierender Windenergie im Speziellen sowie variabler EE im Allgemeinen (residuale Last) beständig ausgeglichen werden. Grund dafür ist die technische Notwendigkeit, dass Einspeisung und Abnahme in Stromnetzen zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein müssen. In Anbetracht des angestrebten Ausbaus variabler EE besteht damit zukünftig eine erheblich größere Anforderung an die Gewährleistung der Stromversorgung insgesamt.

Schematisch ist die Problematik in Abbildung 20 dargestellt. Aufgrund einer erhöhten Produktion von EE kommt es in einigen Stunden zu einer Überproduktion (nach unten aufgetragen), die das System auffangen muss. Dieser Anteil muss entweder gespeichert werden oder man lässt ihn ungenutzt verfallen (*curtailment* bzw. Drosselung). Dies erhöht die spezifischen Kosten der jeweiligen Technologie bzw. der gesamten Stromversorgung, stellt also einen zusätzlichen Kostenfaktor dar. Es wird deutlich, dass sich diese Situation schon ab einem Anteil von etwa 35% an EE einstellt (siehe Abbildung 21).

Zur Systemintegration und Lösung dieses Problems stehen prinzipiell mehrere technische und institutionelle Innovationen zur Verfügung. Dabei können die Fluktuationen entweder zeitlich oder räumlich ausgeglichen werden. Konkret sind die Möglichkeiten: (a) Einsatz von Speichertechnologien, (b) Ausgleich der Einspeisung über den Ausbau der Stromnetze innerhalb Deutschlands oder auch in einem europäischen Verbundsystem und (c) dynamische Anpassung durch Erzeugungs- und Nachfragemanagement (Demand-Side-Management, DSM) mit Hilfe von *Smart Grids* und *Smart Metering*.

Abbildung 20: Beispielhafte residuale Lastdauerkurve. (Differenz zwischen Stromnachfrage und Erzeugung variabler EE).
Quelle: PIK/Ueckerdt

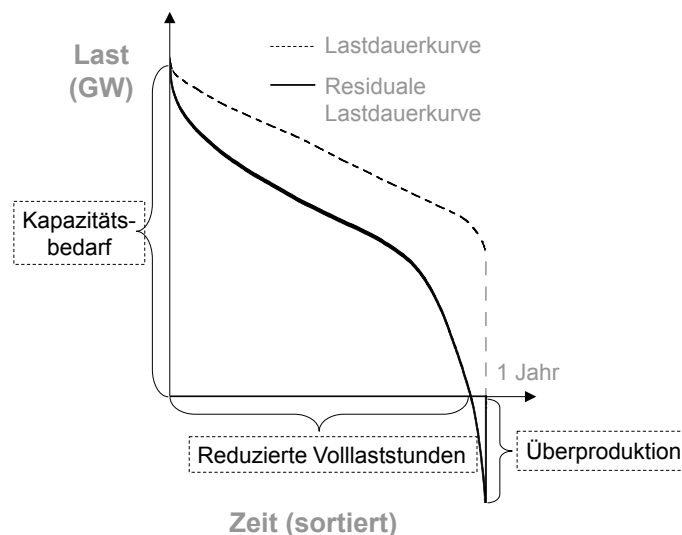
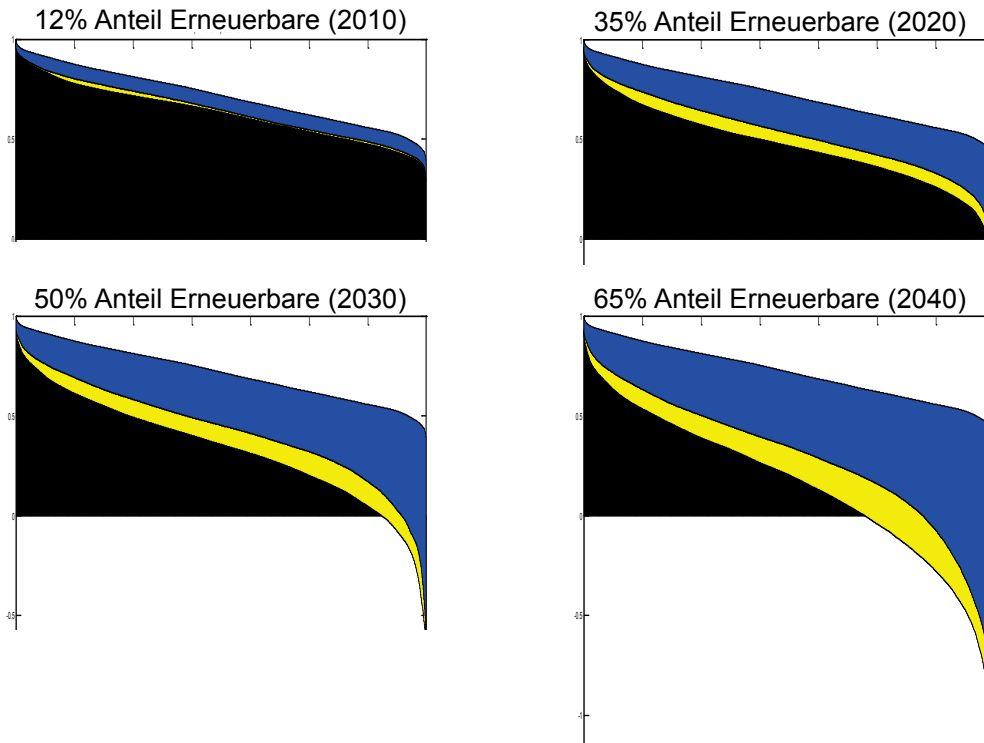


Abbildung 21: Residuale Lastkurve für Deutschland bei steigendem Anteil der EE über die Zeit. Blau: Wind, gelb: Solar, schwarz: residuale Last. Quelle: PIK/Ueckerdt



Es wird damit deutlich, dass bei einem steigenden Anteil an EE durch die Systemintegration zusätzliche Herausforderungen entstehen, die technische Lösungen verlangen und somit einen Kostenfaktor darstellen. Gerade in letzter Zeit sind eine Reihe von Untersuchungen dazu veröffentlicht wurden, z.B. IEA (2011) und Moselle et al. (2010), die die Relevanz dieses Themas unterstreichen. Von daher sollte die Systemintegration auch bei der Analyse des Ausbaus der EE Berücksichtigung finden. Tabelle 6 zeigt, welche Studien dies bei der Modellierung berücksichtigt haben.

Tabelle 6: Übersicht über die Abbildung von Aspekten der Systemintegration in den Studien.

	Netze	Speicher	DSM	Kommentar
Deutschland				
DLR/IWES/IFNE (2010)	Ja (endogen)	Ja	Ja	Nur Leitungen zwischen Regionen. Verlagerung der Last durch DSM.
SRU (2011)	Ja (endogen)	Ja	Nein	Nur Leitungen zwischen Regionen.
WWF (2009)	Nein	Ja	Nein	Annahme dass Netze, Speicher und DSM ausgebaut und so die verfügbare Leistung der Kraftwerke erhöht wird.
Greenpeace (2009)	Nein	Nein	Nein	-

	Netze	Speicher	DSM	Kommentar
EWI/GWS/Prognos (2010)	Ja (exogen)	Ja	Nein	Nur Leitungen zwischen Regionen. Annahme, dass europ. Netze ausgebaut werden und DSM Last senkt.
WI/PIK (2010)	Nein	Ja	Nein	Speicherbedarf implizit durch steigenden EE-Anteil.
Europa				
EC (2011)	Ja (exogen)	Ja	Nein	Ausbau der Leitung zwischen Regionen wurde durch Iteration ermittelt ("quasi endogenously"). Smart grid durch höhere Netzkosten abgebildet.
ECF (2010)	Ja (endogen)	Ja	Ja	Nur Leitungen zwischen Regionen explizit. Innerhalb Regionen implizit. Lastverschiebung innerhalb eines Tages. Kein Speicherzubau.
EREC (2010)	Nein	Nein	Nein	-
PWC/PIK/IIASA/ECF (2010)	Nein	Nein	Nein	-
EWI/Energynautics (2011)	Ja (endogen)	Ja	Nein	Nur Leitungen zwischen Regionen. (Länder, Wind- und Solarregionen). Nur geplante Speicher werden exogen zugebaut.
Welt				
PIK/IIRM/IfE (2011)	Nein	Ja	Nein	Netzkostenparameter.
Greenpeace (2010)	Nein	Ja	Nein	Netzkostenparameter. Speicherbedarf implizit durch steigenden EE-Anteil.
WWF (2011)	Nein	Nein	Nein	Annahme, dass Netz, Speicher und DSM ausgebaut wird. Kostenabschätzung für Netze.
IEA (2010a)	Nein	Nein	Nein	Netzkostenberechnung in Abhängigkeit von EE-Ausbau. Annahme, dass Netz, Speicher und DSM ausgebaut wird.
Energy Watch Group (2008)	Nein	Nein	Nein	-

Ein expliziter Netzausbau wird in der Mehrzahl der nationalen und europäischen Studien berücksichtigt. Dabei werden jedoch nur Leitungen oder Kuppelstellen zwischen Regionen modelliert, wobei die Kapazitäten entweder angenommen (exogen) oder durch das Modell (endogen) bestimmt werden. Verteilungsnetze innerhalb von Regionen werden implizit durch höhere Netzkosten abgebildet oder vernachlässigt. Speichertechnologien gehen ebenfalls in die meisten der deutschen und europäischen Modelle ein. Es kann zwischen Modellen mit expliziten Speichern (Dispatch) und solchen mit erhöhtem Speicherbedarf durch den Ausbau fluktuierender EE unterschieden werden. Nachfrageseitiges Lastmanagement (DSM) wird nur

durch zwei Modelle explizit berücksichtigt. Insgesamt zeigt sich, dass die Detailgenauigkeit von Integrationsmaßnahmen mit der geographischen Ausweitung sinkt. In globalen Modellen geht der Netzausbau nur als einfache Abschätzung ein oder er wird schlichtweg vorausgesetzt. Der Ausbau von Speichern wird ebenfalls nur angenommen oder ergibt sich als Bedarf durch steigende EE Anteile.

Aus den Studien lassen sich kaum systematische Kostenvergleiche für die Systemintegration ableiten. Teilweise sind die entsprechenden Komponenten überhaupt nicht modelliert, teilweise sind sehr unterschiedliche, nicht zu vereinbarende Annahmen getroffen worden. Auch sonst gibt es wenig vergleichende Studien, meistens wird ein Teilaspekt (z.B. Netze oder *Smart Metering*) herausgegriffen. Im Folgenden werden deshalb einzelne Studien, die einen Teilaspekt behandeln, mit Kosten zusammengestellt.

Abschätzung der Kosten für den Netzausbau

Für Deutschland sind Kostenabschätzungen zum Ausbau der Hochspannungsnetze vorhanden (DENA 2010) bzw. werden für die Verteilnetze vorbereitet. Darauf aufbauend ergibt sich ein Investitionsbedarf von jährlich ca. 0,9 Mrd. € für den Netzausbau und den Anschluss der Offshore-Windparks (DENA 2010). Die Kosten für das Verteilungsnetz wurden in einem Gutachten für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft berechnet (BDEW 2011). Sie belaufen sich auf 1,2-2,4 Mrd. € pro Jahr bis 2020 (siehe Abbildung 22) und liegen somit deutlich über den Kosten der Übertragungsnetze. Im Vergleich zu den Investitionen für den Ausbau der EE auf Erzeugungsseite, also dem EEG Fördervolumen von etwa 12 Mrd. € pro Jahr, ist der Netzausbau eher ein geringer Kostenfaktor – zumindest für die nächsten 10-15 Jahre (Abbildung 22). Allerdings zeigen die Spannen der Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes (

Abbildung 23), dass zwischen dem angenommenen Ausbau der EE nach BMU Leitstudie bzw. nach Energiekonzept 2020 ein Unterschied in den Kosten vom Faktor zwei besteht.

Abbildung 22: Kosten des Ausbaus für erneuerbare Energien unterteilt in verschiedene Kategorien. Quelle: Nissen (2011)

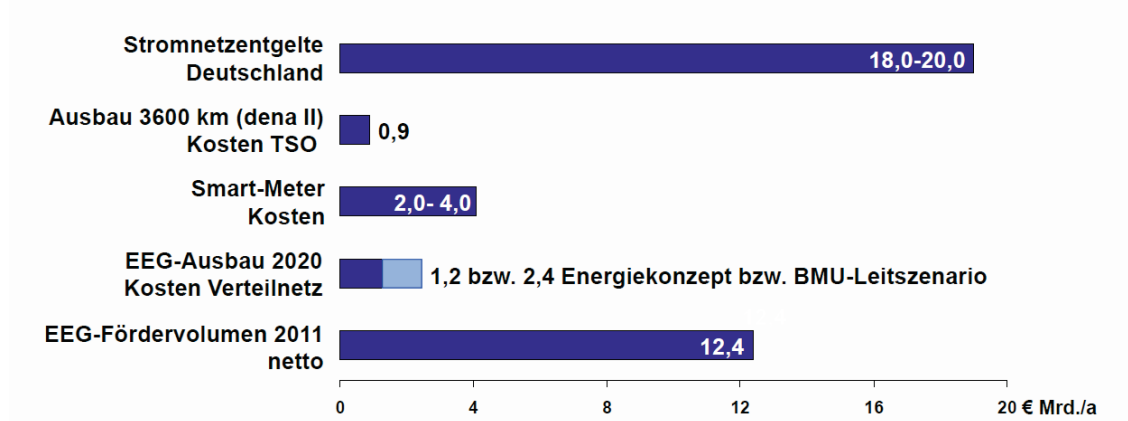
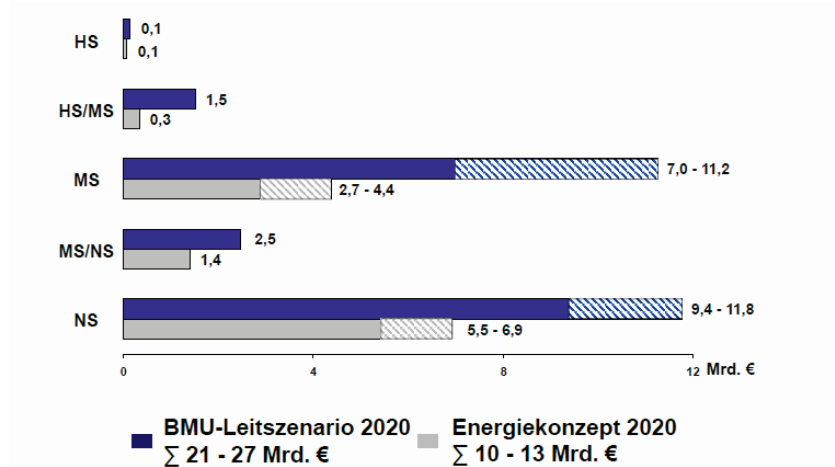
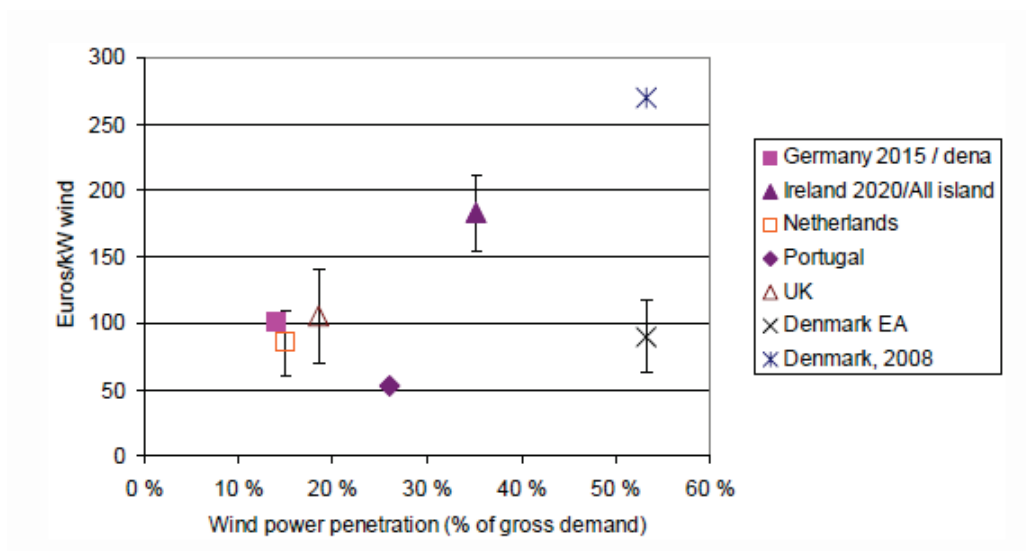


Abbildung 23: Investitionsbedarf bis 2020 in die Verteilnetze. HS: Hochspannung, MS: Mittelspannung, NS: Niederspannung. Quelle: Nissen (2011)



Eine relative gute Übersicht über die Anschlusskosten von Windenergie ans Netz (grid reinforcement, ohne Kosten für balancing) für verschiedene Länder-Fallstudien gibt die Studie von Holtinnen et al. (2009); siehe Abbildung 24. In der Tendenz zeigen die Studien einen Trend von steigenden Netzananschlusskosten in Abhängigkeit des Anteils der Windenergie am Stromverbrauch. Vergleicht man die Kosten mit den Investitionskosten für Windenergieanlagen, so liegen die Zusatzkosten hier bei etwa 10%. Holtinnen et al. kommen weiterhin zu dem Schluss, dass für die untersuchten Studien die Systemintegrationskosten (system operation costs) für einen Anteil bis zu 20% Wind bei etwa 1-4 €/MWh liegen und damit bei 10% oder weniger des Großhandelspreises von Strom. Auch die European Wind Integration Study (EWIS 2010) betrachtet die Integration von Wind auf europäischer Ebene. Die Kosten, um eine zusätzliche Kapazität von 185 GW Wind bis 2015 zu integrieren, belaufen sich dort auf ca. 4,5 €/MWh.

Abbildung 24: Vergleich der erwarteten Netzananschlusskosten für Windenergie. Quelle: Holtinnen et al. (2009)



Eine gute Übersicht über die Kosten für den europäischen und weltweiten Netzausbau ist im technischen Anhang in der EU Energy Roadmap (EU 2011) zu finden, siehe Tabelle 7.

Tabelle 7: Vergleich von Erfüllungskosten / Investitionen und Kosten für den Netzausbau in verschiedenen Studien. Quelle: EU Energy Roadmap (EC 2011), Tab. 4.

Scenario	Estimated compliance	Estimated grid	Comments
IEA – WEO 450 ppm	EU-27: +1600 bn USD (vs. Ref.) cumulative investment in the energy sector (incl. grid costs) till 2035	Global: 5100 bn USD (20% lower vs. Ref.) cumulative investment till 2035	External costs not included (except GHG) Grid investment (Ref.): 25% transmission, 75% distribution
IEA – ETP Blue Map	EU-27: additional cumulative investment (energy sector) compensated by cumulative fuel savings: 7100 bn USD vs. 13100 bn USD till 2050 (vs. Bas.)	Global: 12300 bn USD (incl. smart grids) cumulative grid-investment till 2050 (+50% vs. Bas.)	Grid investment (Ref.): 30% transmission, 70% distribution Back-up costs may be considered implicitly
EU DG ENER Ref.	~175 bn € p.a. (2030) capital and O&M costs in power generation (i.e. 51,0 €/MWh)	EU-27: grid costs of 10,8 €/MWh (2030) vs. 7,4 (2010), i.e. ~165 bn € cumulative grid costs	Distribution grid not included Back-up costs considered implicitly
ECF Roadmap 80% RES	Lower fuel costs dominate capital cost expenses: overall -80 bn € in 2020 (-205 bn € in 2030) vs. Ref.	Cumulative additional transmission capex: 95-129 bn €, additional back-up capex: 63-99 bn € (vs. Ref.) Cumulative additional distribution capex: 200-300 bn €	Amount by which distribution costs are incremental to the Ref. is unclear
Energy [R]evolution Advanced	Global: 292 bn USD add. investment p.a. 2007-2030 (vs. Ref.) 42 bn € additional investment p.a., fuel savings of 62 bn € p.a. (2007-2050, vs. Ref.)	Costs of 209 bn € p.a. for the assumed new European "Supergrid"	Grid costs estimated externally, cost structure of grid costs not further specified
Eurelectric Power Choices	Capital and O&M costs of 53,3 €/MWh in 2030	Grid-costs rise from 7,3 to 12,6 €/MWh (2050) Cumulative grid investment: 1.500 bn € (+35% vs. Baseline)	No external costs besides CO ₂ -costs Not clear if back-up costs are considered implicitly
FEEM et al. - Planets	Global: ~800 (2030) and 2500 (2050) bn € yearly costs (i.e. 1-2,5 % of GDP)	n/a	Costs are measured as consumption losses vs. the Reference scenario

Ein systematischer Vergleich der Studien ist auch hier aufgrund der unterschiedlichen Kostenangaben (kumuliert oder pro Jahr, Netzart, geographische Reichweite) nicht möglich. Alle Studien zeigen jedoch einen erheblichen Anstieg der Netzkosten durch den Ausbau EE. In der EU Energy Roadmap finden sich Angaben zu den gesamten europäischen Netzkosten

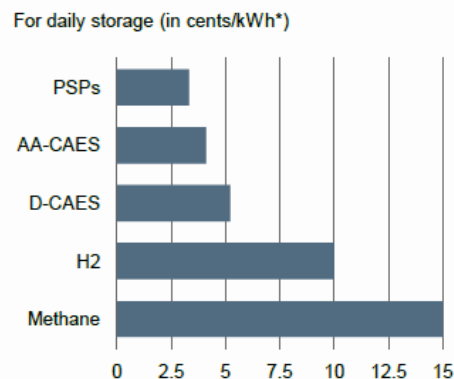
(Übertragung und Verteilung): In den Zielszenarien liegen die Kosten für den Netzausbau in der Dekade 2011-2020 kumuliert zwischen 329 und 365 Mrd. €⁹ (EC 2011). In der Dekade 2041-2050 erhöhen sich die Investitionen auf 400 bis 501 Mrd. €. Im gesamten Betrachtungszeitraum (2011-2050) liegen die kumulierten Kosten zwischen 1.636 und 2.365 Mrd. €. Gegenüber dem Referenzszenario steigen die Kosten damit um ca. 20% bis 73%. Die kumulierten Investitionskosten für die Stromerzeugung (erneuerbare und fossile Kraftwerke) liegen bei 2.150 bis 3.200 Mrd. €. Die Netzkosten sind zwar niedriger, sie machen jedoch einen großen Anteil des zukünftigen Investitionsbedarfs aus. Besonders die Kosten der Verteilnetze – mit anteilig 80-82% an den gesamten Netzinvestitionen – sind erheblich. Eine weitere Kostenschätzung für ein europäisches „Super Grid“ findet sich auch in Greenpeace (2010). Dabei ergeben sich bis 2050 jährliche Kosten von 209 Mrd. € bzw. von 2010 an kumuliert von 8360 Mrd. €. Die Kosten liegen damit um den Faktor vier über denen der EU Energy Roadmap. Eingang in das Modell finden diese Kosten bei Greenpeace (2010) allerdings nicht.

In der EU Energy Roadmap (EC 2011) wird zusammenfassend hervorgehoben, dass die Kosten für das Verteilnetz praktisch in keiner der in Tabelle 7 aufgeführten Studien angegeben sind. Die Kommission kommt deshalb zu dem Schluss, dass „es zweifelhaft ist, ob die Kosten für Änderungen der Infrastruktur in den Szenarien realistisch abgebildet werden“. Gleiches gilt für die anderen hier untersuchten Studien aus Tabelle 6 – mit Ausnahme der EU Energy Roadmap.

Abschätzung der Kosten für Speichertechnologien

Die zukünftige Entwicklung der Kosten von Speichertechnologien ist aufgrund der frühen Entwicklungsstadien schwer abzuschätzen. Das Potenzial der Kostensenkung von Druckluft- und Wasserstoffspeichern wird als relativ groß angesehen (Agricola et al. 2010): Für Wasserstoffspeicher im Lastausgleich (Tageszyklus) von ca. 25 ct/kWh im Jahr 2010 auf 10 ct/kWh in einem Zeitraum von ca. 10 Jahren. Für den Flautenausgleich (2-Wochenzyklus) wird das Kostensenkungspotential von ca. 25 ct/kWh auf weniger als 10 ct/kWh eingeschätzt. Für den adiabatischen Druckluftspeicher liegen die entsprechenden Kostensenkungen bei ca. 6 ct/kWh auf 2,5 ct/kWh (Tageszyklus) und von 40 ct/kWh auf ca. 22 ct/kWh (2-Wochenzyklus). Dagegen gibt es bei Pumpspeichern kaum Einsparpotenziale. Je nach Standort liegen die Kosten zwischen ca. 2 ct/kWh und 5 ct/kWh beim Tageszyklus und zwischen ca. 5 ct/kWh und 10 ct/kWh beim Flautenausgleich. Eine Studie der DB Research kommt zu ähnlichen Ergebnissen (DB Research 2012), siehe Abbildung 25.

Abbildung 25: Kosten für Tagesspeicher (Betreiberkosten). PSP: Pumpspeicher, CAES: Druckluftspeicher; AA bzw. D: Adiabatisch bzw. diabatisch. Quelle: DB Research (2012)



Pumpspeicherkraftwerke stellen aktuell die günstigste Option dar. Chemische Speicher haben großes Potenzial für Kostendegressionen, für die Tagesnutzung werden sie aber voraussichtlich auch langfristig teurer als Pump- und Druckluftspeicher

⁹ Alle hier angegebenen Netzkosten der EU Energy Roadmap wurden von €₂₀₀₅ in €₂₀₀₈ umgerechnet um sie mit den Investitionskosten der Stromerzeugung vergleichbar zu machen.

sein. Für eine Energieversorgung aus 100% EE sind jedoch vor allem Langzeitspeicher erforderlich. Chemische Speicher können hier langfristig eine der günstigsten Alternativen sein (Agricola et al. 2010). Zudem ist die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Gase (z.B. Wasserstoff, Methan) im Gegensatz zu Pump- und Druckluftspeichern potenziell kaum begrenzt. Für die Bewältigung der Herausforderungen der Systemintegration der EE sind chemische Speicher deshalb von großer Bedeutung (vgl. Sterner 2009).

Von den hier untersuchten Studien wird Wasserstoff insbesondere in der Leitstudie (DLR/IWES/IFNE 2010) als Speicher modelliert. Neben der Rückverstromung in Gaskraftwerken wird der Wasserstoff dort auch für die Elektromobilität, in KWK-Anlagen sowie für Hochtemperaturprozesse in der Industrie verwendet. Auch andere Studien wie die EU Energy Roadmap (EC 2011) und PIK/IIRM/IfE (2011) enthalten chemische Speicher, jedoch mit geringerer Detailgenauigkeit. In SRU (2011) sind Wasserstoffspeicherkapazitäten möglich, werden jedoch aus Kostengründen modellendogen nicht zugebaut.

Abschätzung der Kosten für Demand-Side-Management

Nachfrageseitiges Lastmanagement wird in den meisten der oben angegebenen Studien qualitativ analysiert und für hohe EE Anteile als sehr bedeutend herausgestellt. Expliziten Eingang in die Modellierung findet diese Option jedoch nur in der Leitstudie 2010 und in der ECF Roadmap.

In der Leitstudie 2010 können „neue“ Verbraucher – dazu zählen hier Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung – ihren Stromverbrauch an die wetterabhängige Erzeugung im Stromsektor anpassen. Die Verbindung mit der Erzeugerseite geschieht über Smart Grids, die jedoch nicht explizit abgebildet werden. Durch dieses Erzeugungs- und Lastmanagement wird eine erhebliche Verringerung der Schwankung der residualen Last erzielt. In der ECF Roadmap wird unterstellt, dass Elektromobilität und Wärmepumpen durch ein Lastmanagement gesteuert werden. Im Modell kann deshalb bis zu 20% der Stromnachfrage innerhalb eines Tages verschoben werden.

Andere Studien wie die Szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (EWI/GWS/Prognos 2010) nehmen den Ausbau von DSM an und reduzieren exogen die Spitzenlast. In der EU Energy Roadmap wird unterstellt, dass beispielsweise Elektrofahrzeuge in Off-Peak-Zeiten geladen werden. Die Kosten der dafür notwendigen Smart Meter gehen in die Netzkosten ein (siehe dazu weiter oben)¹⁰. Separat ausgewiesene Kostenangaben für DSM werden in keiner Studie gemacht.

Die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech kommt bezüglich der Kosten von Smart Grid und Smart Metering in ihrer jüngsten Studie zu folgender Aussage: „Eine seriöse Abschätzung der Kosten und Nutzen von Smart Grids im Jahr 2030 erscheint aufgrund der großen Unsicherheit der Daten und möglichen Realisierungen wenig sinnvoll.“ Und weiter: „Belastbare Kosten-Nutzen-Analysen eines (bundesweiten) Einsatzes von intelligenten Messsystemen liegen noch nicht vor“ (Appelrath et al. 2012).

¹⁰ Laut Bundesnetzagentur allerdings wird DSM in Deutschland dem so genannten „Smart Market“ zugerechnet und daher nicht über die Netzentgelte refinanziert (BnetzA 2011).

Fact Sheets

Studie	DLR/IWES/IFNE (2010)	
Szenario	Szenario 2010A	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	Emissionsreduktion (CO ₂) um 85% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Iteration des Optimierungsmodells REMix (DE+EU) und des Simulationsmodells SimEE (DE) für jeweils ein Jahr	
Lernen der EE	Exogen; ohne eindeutige Referenz	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 498	2050: 466
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 20.6%	2050: 30.6%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 84.2% Wind Onshore: 20.3% Wind Offshore: 30.6% Solar PV: 11.9%	Solar CSP: 0% (in Deutschland) Biomasse: 11.8% Geothermie: 4.7%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1341.4 Wind Offshore: 3353.4 Solar PV: 2773.2	Solar CSP: 4702.9 Biomasse: 1986.7 - 3642 Geothermie: 12550
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 914.6 Wind Offshore: 1321 Solar PV: 917.6	Solar CSP: 2545.6 Biomasse: 1610.7-3247.7 Geothermie: 7392.8
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 90 Wind Offshore: 317 Solar PV: 112	Solar CSP: 46500 (Europa+N.-Afrika) Biomasse: 69.1 Geothermie: 223
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Leitungen zwischen Regionen (endogene Kapazitäten) Speicher: Ja DSM: Ja (Nachfrageverschiebung)	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importanteil am Bruttostromverbrauch: 19.4%	
Kommentare	- Als "Leitstudie" Grundlage viele weiterer deutscher Studien - Berechnung (systemanalytischer) Differenzkosten „im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen“ i.H.v 665 Mrd. € bis 2050 (nicht diskontiert) - Dezidiertes 100% EE Szenario für Deutschland - Potentialdaten auf Grundlage einer GIS Datenbank - Neben ECF (2010) das einzige Modell, dass nachfrageseitige Lastverschiebung abbildet	

Studie	SRU (2011)	
Szenario	DE-EUNA 85% SV-500 und DE-EUNA 85% SV-700.	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	100% EE im Stromsektor	
Modellansatz	Optimierungsmodell REMix (DE+EU) für 2050	
Lernen der EE	Exogen; vergleichbar mit Nitsch (2008)	
(Brutto-)Stromverbrauch in TWh	Startjahr: 590	2050: 509 bzw. 700
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 100% Wind Onshore: 14.9% Wind Offshore: 62.9% Solar PV: 9%	Solar CSP: 0% (in Deutschland) Biomasse: 11.8% Geothermie: 1.7%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1150 Wind Offshore: 3300 Solar PV: 2795	Solar CSP: - Biomasse: 2500 - 3930 Geothermie: 8785 - 22079
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 850 Wind Offshore: 1300 Solar PV: 695 - 985	Solar CSP: - Biomasse: 1950 - 3530 Geothermie: 5723 - 14383
Lernraten	Wind Onshore: 11.5% Wind Offshore: 18.6% Solar PV: 25.9%	Solar CSP: - Biomasse: 2.2% Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 90 Wind Offshore: 317 Solar PV: 112	Solar CSP: 46500 (Europa+N.-Afrika) Biomasse: 69.1 Geothermie: 223
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Leitungen zwischen Regionen (endogene Kapazitäten) Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importanteil am Bruttostromverbrauch: 15%	
Kommentare	- Ausgiebige Nutzung norwegischer Pumpspeicher; dadurch Reduktion der überschüssigen Produktion von 53 TWh/a auf ca. 0,8 TWh/a (Szenario 2.1a) - Laut den Ergebnissen ist ab einem EE Anteil von 30% der Bau neuer konventioneller Kraftwerke ökonomisch unrentabel	

Studie	WWF (2009)	
Szenario	Innovation ohne CCS	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	Emissionsreduktion (THG) um 95% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Modular aufgebautes Modellsystem; Sektorale Bottom-up Modelle (nicht dokumentiert)	
Lernen der EE	Exogen; basierend auf Nitsch (2008)	
Stromverbrauch (Endenergie) in TWh	Startjahr: 517	2050: 330
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 20.2%	2050: 30.8%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 97% Wind Onshore: 16.5% Wind Offshore: 35.2% Solar PV: 6.8%	Solar CSP: - Biomasse: 10.2% Geothermie: 8.8%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importanteil am Nettostromverbrauch: 10.6%	
Kommentare	- Sehr detaillierte sektorale Analysen - Gesamtwirtschaftliche diskontierte Mehrkosten in Höhe von 0,3% des BIP bis zum Jahr 2050 im Innovationsszenario - Keine eigene Prognose zur EE-Entwicklung, Leitstudie 2008 dient als Grundlage	

Studie	Greenpeace (2009)	
Szenario	Greenpeace-Szenario	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	Emissionsreduktion (THG) um rund 90% bis zum 2050	
Modellansatz	k.A.	
Lernen der EE	Exogen; eigene Annahme	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 529	2050: 465
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 21.1%	2050: 40.6%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 100% Wind Onshore: 19.2% Wind Offshore: 35.3% Solar PV: 10.7%	Solar CSP: - Biomasse: 9.6% Geothermie: 19.9%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 90 Wind Offshore: 165 Solar PV: 50	Solar CSP: - Biomasse: 45 Geothermie: 93
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importsaldo = 0	
Kommentare	- „Strenge“ Vorgaben: KKW-Ausstieg bereits 2015, keine neuen Kohlekraftwerke, kein CCS, Importsaldo=0, wahrscheinlich auch deshalb sehr hoher Geothermie-Anteil - Funktionsweise des Modells ist unklar	

Studie	EWI/GWS/Prognos (2010)	
Szenario	Szenario I A	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	Zielszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung; Anteil der EE am Primärenergieverbrauch $\geq 50\%$	
Modellansatz	Sektorale Bottom-up Modelle (nicht dokumentiert); Kraftwerksparkmodellierung (DIME); Gesamtwirtschaftliche Modellierung (PANTHA REI)	
Lernen der EE	Exogen; eigene Annahme	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 538	2050: 410
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 21.2%	2050: 28.2%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 80% Wind Onshore: 16.5% Wind Offshore: 29.1% Solar PV: 11.6%	Solar CSP: - Biomasse: 14.1% Geothermie: 1.5%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 968.2 Wind Offshore: 1375.8 Solar PV: 1019.1	Solar CSP: 2602.8 Biomasse: 2114.7 Geothermie: 9172
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: "nicht bindend" Solar PV: "nicht bindend"	Solar CSP: - Biomasse: 41 Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Verbindungen zwischen Regionen (exogene Kapazitäten) Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importanteil am Bruttostromverbrauch: 23.3%	
Kommentare	- Europaweite Förderung der EE ab 2020 - Kohlekraftwerke im Jahr 2050 nur noch in der Kombination CCS/KWK; keine Braunkohle mehr - Vorübergehendes relatives Absinken des BIP (-0,1%) im Jahr 2030, im Jahr 2050 wieder positive Differenz (+0,6%)	

Studie	WI/PIK (2010)	
Szenario	SW_mod und SW-hoch	
Regionaler Fokus	Deutschland	
Zielstellung	Langfristige konsistente Klimaschutzpfade für Deutschland. Emissionsreduktion (CO ₂) um 95% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Intertemporales hybrides Optimierungsmodell (REMIND-D)	
Lernen der EE	Exogen/endogen;	
Stromverbrauch in TWh	Startjahr: -	2050: -
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 95% Wind Onshore: 15.4% Wind Offshore: 35.6% Solar PV: 21.2%	Solar CSP: - Biomasse: 1.9% Geothermie: 15.4%
Investitionskosten (2007) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1098.4 Wind Offshore: 2196.8 Solar PV: 4393.6	Solar CSP: - Biomasse: 1559.7 Geothermie: 3624.7
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: 1559.7 Geothermie: 3624.7
Lernraten	Wind Onshore: 6% Wind Offshore: 12% Solar PV: 20%	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 90 Wind Offshore: 180 Solar PV: 105	Solar CSP: - Biomasse: 329.4 (inkl. Wärme und Transport) Geothermie: 64
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Import sind nur in einer Sensitivitätsanalyse, in der sie durch ein höheres Wind-Offshore Potenzial abgebildet wird, möglich.	
Kommentare	- Koppelung eines Nachfragemodells und eines intertemporalen Hybridmodells - Verbundlernen (exogen und endogen kombiniert) - Autarke Modellierung, keine Anbindung zu anderen Ländern; trotzdem sehr hohe EE Anteile, insbesondere hat Geothermie einen relativ hohen Anteil	

Studie	EC (2011)	
Szenario	Szenario 4 (High RES) (und Referenzszenario für Investitionskosten)	
Regionaler Fokus	Europa	
Zielstellung	Emissionsreduktion (THG) um 80% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Gleichgewichtsmodell Welt & Europa (GEM-E3); Bottom-up Energiesystemmodell (PRIMES); Stochastische Modell zur Risikoabschätzung (Prometheus)	
Lernen der EE	Exogen/endogen; keine genaue Angaben	
Stromverbrauch (Endenergie) in TWh	Startjahr: 2810	2050: 3378
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 20.8%	2050: 36.1%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 83% Wind On- und Offshore: 48.7% Solar PV und CSP: 16%	Biomasse: 9.6% Geothermie: 0.6%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1106 Wind Offshore: 1796 Solar PV: 4169	Solar CSP: 5562 Biomasse: - Geothermie: 4203
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1074 Wind Offshore: 1620 Solar PV: 1366	Solar CSP: 1739 Biomasse: - Geothermie: 3805
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Leitungen zwischen Regionen (optimale Kapazitäten durch Iteration, exogen) Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importe aus Nordafrika sind nicht möglich	
Kommentare	- Sehr detaillierte und umfangreiche Modellierung, allerdings auf der Input-Seite wenig transparent - Mehrkosten zwischen den Szenarien „Ref“ und „HiRES“ i.H.v. 0,3% der jährlichen Kosten der Energieversorgung - Im Zeitraum 2011-2050 kumulierten Mehrkosten i.H.v. 2.365 Mrd. €. für den Netzausbau (v.a. Verteilnetze)	

Studie	ECF (2010)	
Szenario	80% RES Szenario (und 60% RES Szenario für Investitionskosten)	
Regionaler Fokus	Europa	
Zielstellung	Emissionsreduktion (THG) um 80% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Backcasting / Optimierungsmodell und allgemeines Gleichgewichtsmodell	
Lernen der EE	Exogen; eigene Annahme	
(Brutto-)Stromverbrauch in TWh	Startjahr: 3450	2050: 4900
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 80% Wind Onshore: 15% Wind Offshore: 15% Solar PV: 19%	Solar CSP: 5% Biomasse: 12% Geothermie: 2%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1000-1300 Wind Offshore: 3000-3600 Solar PV: 2400-2700	Solar CSP: 4000-6000 Biomasse: 2300-2600 Geothermie: 2700-3300
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 900-1200 Wind Offshore: 1900-2300 Solar PV: 800-1200	Solar CSP: 2200-2600 Biomasse: 1300-1600 Geothermie: 1800-2200
Lernraten	Wind Onshore: 5% Wind Offshore: 5% Solar PV: 15%	Solar CSP: - Biomasse: 1% pro Jahr Geothermie: 1% pro Jahr
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: 300 Biomasse: ca. 588 Geothermie: ca. 98
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Leitungen zwischen Regionen (endogene Kapazitäten) Speicher: Ja DSM: Ja, Nachfrageverschiebung innerhalb von 24h möglich	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importe aus Nordafrika sind in den hier betrachteten Szenarien nicht möglich.	
Kommentare	- Studie ist ein "attempt to set out a range of plausible outcomes for comparison purposes" - Annahme, dass alle Energieeffizienzmaßnahmen gemäß der globalen Vermeidungskurve von McKinsey durchgeführt werden - Neben DLR/IWES/IFNE 2010 das einzige Modell, dass nachfrageseitige Lastverschiebung abbildet	

Studie	EREC (2010)	
Szenario	2050 Scenario	
Regionaler Fokus	Europa	
Zielstellung	100% EE im Jahr 2050	
Modellansatz	Nur indikative Ergebnisse (Simulation)	
Lernen der EE	Exogen; eigene Annahme	
(Brutto-)Stromverbrauch in TWh	Startjahr: 3362	2050: 4987
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 100% Wind On- und Offshore: 31.1% Solar PV: 27%	Solar CSP: 7.7% Biomasse: 10% Geothermie: 12.1%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Lernraten	Wind Onshore: 10% pro Jahr Wind Offshore: 5- 7% pro Jahr Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind On- und Offshore: 1552 Solar PV: 1347	Solar CSP: 385 Biomasse: 496 Geothermie: 601
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- Ergebnisse der Studie werden als eher indikativ dargestellt - Ausrichtung eher im Hinblick auf die Ausschöpfung von Potentialen	

Studie	PWC/PIK/IASA/ECF (2010)	
Szenario	100% EE bis 2050	
Regionaler Fokus	Europa	
Zielstellung	100% EE bis 2050	
Modellansatz	Vereinfachtes Marktmodell (nicht dokumentiert)	
Lernen der EE	k.A.	
Stromverbrauch in TWh	Startjahr: -	2050: -
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 100% Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1000-1300 Wind Offshore: 1600-2700 Solar PV: 2500-5100	Solar CSP: 2300-3900 Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importe aus Afrika werden berücksichtigt	
Kommentare	Schwerpunkt Einbeziehung von Nordafrika auf Basis von Solar-CSP	

Studie	EWI/Energynautics (2011)	
Szenario	Szenario A und B	
Regionaler Fokus	Europa	
Zielstellung	80% EE im Stromsektor im Jahr 2050. Emissionsreduktion (CO ₂) um 80% bis zum Jahr 2050	
Modellansatz	Dynamisches Optimierungsmodell (Stromerzeugung); Analysetool PowerFactory (Stromflüsse)	
Lernen der EE	Exogen; basierend auf eigener Annahme und IEA Studien	
Stromverbrauch (Endenergie) in TWh	Startjahr: 3019	2050: 4348
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: -	2050: -
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 80% Wind Onshore: 18.3% Wind Offshore: 21% Solar PV: 3.8%	Solar CSP: 17% Biomasse: 3.8% Geothermie: 2.4%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1103 Wind Offshore: 2387-2808 Solar PV: 1199-1399	Solar CSP: 2805 Biomasse: 2390-3486 Geothermie: 9026 (903 für high enthalpy)
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Ja, explizite Leitungen zwischen Regionen (endogene Kapazitäten) Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt	Importe aus Nordafrika in 2050: 153 TWh in Szenario A / 24 TWh in Szenario B	
Kommentare	- Im Vergleich anderen EU Studien sehr detaillierte Abbildung des Stromsektors (endogene Leitungen und Investitionen, stundenscharfes Dispatch) - Kosteneffizienz bezüglich unterschiedlicher Szenarien des Netzausbaus	

Studie	PIK/IIRM/IfE (2011)	
Szenario	Climate Policy Scenario (400GtC)	
Regionaler Fokus	Welt	
Zielstellung	Kosteneffektive Erreichung des 2° Ziels (400 Gt CO ₂ Budget 2005-2100)	
Modellansatz	Intertemporales hybrides Optimierungsmodell (REMIND-R)	
Lernen der EE	Endogen	
Stromverbrauch (Endenergie) in TWh	Startjahr: ca. 18300	2050: ca. 58300
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: ca. 21%	2050: ca. 44%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: <80% Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2010¹¹) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1059.5 Wind Offshore: 1589.2 Solar PV: 4326.1	Solar CSP: 7946 Biomasse: 882.9-2207.2 Geothermie: 2648.7
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: 882.9-2207.2 Geothermie: 2648.7
Lernraten	Wind Onshore: 12% Wind Offshore: - Solar PV: 20%	Solar CSP: 9% Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 33333 Wind Offshore: 11111 Solar PV und CSP: 2777777	Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- Sehr langfristig bis 2100 auf Basis von Budget Ansatz; große EE Dynamik nach 2050 - Explizite Abbildung von internationaler Kooperation - Energieeffizienz nur indirekt durch Nachfragerückgang bei hohen Energiepreisen	

¹¹ Es ist nicht eindeutig auf welches Jahr sich die Investitionskosten beziehen.

Studie	Greenpeace (2010)	
Szenario	Energy [R]evolution Scenario / Advance Energy [R]evolution Scenario (die angegebenen Werte sind die Durchschnitte beider Szenarien)	
Regionaler Fokus	Welt	
Zielstellung	Reduktion der CO ₂ Emission auf 10t/a im Jahr 2050;	
Modellansatz	Simulationsmodell MESAP/PlaNet (nicht dokumentiert)	
Lernen der EE	Endogen	
Stromverbrauch (Endenergie) in TWh	Startjahr: 16450	2050: 34520
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 17.6%	2050: 33.1%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 83.8% Wind On- und Offshore: 23.4% Solar PV: 13.9%	Solar CSP: 18.1% Biomasse: 9% Geothermie: 7.1%
Investitionskosten (2007) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1046.3 Wind Offshore: 2009.4 Solar PV: 2595.6	Solar CSP: 5023.5 Biomasse: 1952.6-3637.7 Geothermie: 8707.6
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 619.4 Wind Offshore: 904.2 Solar PV: 527.3	Solar CSP: 2882.5 Biomasse: 1611.7-1971.9 Geothermie: 3648.1
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 105250 Wind Offshore: 15944 Solar PV: 2234305	Solar CSP: 469111 Biomasse: 51138 Geothermie: 12444
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- Insgesamt breiter Fokus, viel Themengebiete, qualitativ sehr informativ - Wesentliches Ergebnis: Bis 2020 steigen jährliche Mehrkosten der Stromversorgung im Zielszenario auf Maximalwert von 31 Mil. \$, im Jahr 2050 Kosten um 2.700 Mil. \$ geringer als im Referenzszenario (alle Werte nicht diskontiert) - Erforderliche Marktentwicklung (Umsetzung des Szenarios) bedarf trotz derzeit hoher Wachstumsraten einiger EE-Techniken weltweit noch enorme Anstrengungen (siehe Leitstudie 2010)	

Studie	WWF (2011)	
Szenario	Ecofys Energy Scenario	
Regionaler Fokus	Welt	
Zielstellung	100% EE im Jahr 2050	
Modellansatz	Prioritäre Zusammensetzung des Energiemixes (Simulation)	
Lernen der EE	Endogen	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 16666	2050: 35388
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 18.3%	2050: 48.7%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 100% Wind Onshore: 20% Wind Offshore: 5% Solar PV: 29%	Solar CSP: 17% Biomasse: 13% Geothermie: 4%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1318.1 Wind Offshore: 3295.2 Solar PV: 3624.7	Solar CSP: 4833 Biomasse: - Geothermie: 3844.4
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 659 Wind Offshore: 1318.1 Solar PV: 439.4	Solar CSP: 2087 Biomasse: - Geothermie: 1647.6
Lernraten	Wind Onshore: 15% Wind Offshore: 10% Solar PV: 20%	Solar CSP: 10% Biomasse: - Geothermie: 20%
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 50000 Wind Offshore: 20833 Solar PV: 236111	Solar CSP: 277777 Biomasse: 96666 Geothermie: 22400
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- Prioritäre Zusammensetzung des Energiemixes wie in UBA Szenarien - Einziges globales 100% EE Szenario (Strom) - Sehr starker Fokus auf Nachfrageseite/Effizienz; Modellierung durch "activity levels" - Sehr hohe Transparenz auf der Input-Seite	

Studie	Energy Watch Group (2008)	
Szenario	Szenario High Variant	
Regionaler Fokus	Welt	
Zielstellung	Demonstration der Erreichbarkeit hoher EE Ziele	
Modellansatz	Willingness-to-pay Budget Ansatz (Simulation)	
Lernen der EE	Endogen	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 14374	2030: 24667
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 16.2%	2030: 20.1%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2030)	Alle EE: 62% Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1191.6 Wind Offshore: 1765.5 Solar PV: 4476.6	Solar CSP: 3978.1 Biomasse: 4647.7 Geothermie: 5024.4
Investitionskosten (2030) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 985.6 Wind Offshore: 1223.7 Solar PV: 1884.2	Solar CSP: 2666.9 Biomasse: 4029.4 Geothermie: 4512.3
Lernraten	Wind Onshore: 10-15% Wind Offshore: 10-15% Solar PV: 10-20%	Solar CSP: 5-7% Biomasse: 5-10% Geothermie: 5%
Potential in TWh/a	Wind Onshore: 23603-43618 Wind Offshore: 61656 Solar PV: 12005	Solar CSP: 15283 Biomasse: 31160 Geothermie: 22400
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Nein DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- Alternativer Ansatz: Ausbau der EE auf Basis einer willingness-to-pay Annahme pro Kopf in den unterschiedlichen Weltregionen	

Studie	IEA (2010a)	
Szenario	BLUE Map Szenario	
Regionaler Fokus	Welt	
Zielstellung	Emissionsreduktion (CO ₂) um 50% bis zum Jahr 2050 relativ zu 2005	
Modellansatz	ETP Optimierungsmodell (basierend auf MARKAL/TIMES Modellierungstool)	
Lernen der EE	Endogen	
Stromverbrauch (End-energie) in TWh	Startjahr: 16999	2050: 36948
... davon anteilig am Gesamtenergieverbrauch	Startjahr: 17%	2050: 28%
Anteil der EE an Stromerzeugung (2050)	Alle EE: 47.6% Wind On- und Offshore: 12.2% Solar PV und CSP: 12.4%	Biomasse: 6.1% Geothermie: 2.5%
Investitionskosten (2010) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 1004.7-1524.4 Wind Offshore: 2078.7-2563.7 Solar PV: 2425.1-3880.2	Solar CSP: 3118-4850.3 Biomasse: 1732.2 Geothermie: 1663-3810.9
Investitionskosten (2050) in €₂₀₁₀/kW	Wind Onshore: 831.5-1108.6 Wind Offshore: 1455.1-1801.5 Solar PV: 692.9-1108.6	Solar CSP: 1351.1-2078.7 Biomasse: 1351.1 Geothermie: 1489.7-2494.4
Lernraten	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Potential in TWh/a	Wind Onshore: - Wind Offshore: - Solar PV: -	Solar CSP: - Biomasse: - Geothermie: -
Systemintegration	Netze: Nein Speicher: Ja DSM: Nein	
Spezifische Aspekte DE/EU/Welt		
Kommentare	- International wichtige Referenz und Grundlage vieler weiterer Studien - Kostendaten beziehen sich nur USA - Relative geringe Transparenz sowohl bei den Inputs als auch den Outputs	

Quellenverzeichnis

- Agricola, A.-C., Höflich, B., Kreutzkamp, P., et al., 2010. Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht., Berlin: dena. Herunterladbar unter: http://www.enerope.eu/enerthek_util/cache/1296747919_endbericht_psw_-_integration_ee_dena.pdf.
- Appelrath, H.-J., Kagermann, H. & Mayer, C., 2012. Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie, Berlin: acatech. Herunterladbar unter: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/E-Energy/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_WEB.pdf.
- BDEW, 2011. Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, Berlin. Herunterladbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/\\$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf).
- BMU, 2009. Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, Berlin.
- BMU, 2010. Erneuerbaren Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Stand Juni 2010 mit Aktualisierung August 2010, Berlin.
- BnetzA, 2011. „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn. Herunterladbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120102_EckpunkteSmartGrid.html.
- Capros, P., 2012. Introduction to assessing costs of GHG emission reduction. Presentation at EMF 28 meeting in Utrecht, March 5, 2012, Utrecht.
- DB Research, 2012. State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution, Herunterladbar unter: http://www.dbresearch.com/PROD/DBR_INTERNET_EN-PROD/PROD0000000000286166/State-of-the-art+electricity+storage+systems%3A+Indispensable+elements+of+the+energy+revolution.pdf.
- DENA, 2010. Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin. Herunterladbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Sonstiges/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF.
- Diekmann, J., Kemfert, C. & Neuhoﬀ, C., 2012. Solarstromförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll. DIW Wochenbericht Nr. 12.2012, DIW Berlin.
- DLR/IWES/IFNE, 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010, Berlin: BMU.
- EC, 2011. Impact Assessment Accompanying the Energy Roadmap 2050. SEC(2011) 1565, Herunterladbar unter: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec_2011_1565_part2.pdf.
- ECF, 2010. ROADMAP 2050. A PRACTICAL GUIDE TO A PROSPEROUS, LOW-CARBON EUROPE, Herunterladbar unter: http://roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf.
- Energy Watch Group, 2008. Renewable Energy Outlook 2030. Energy Watch Group Global Renewable Energy Scenarios, Herunterladbar unter: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2008-11-07_EWG_REO_2030_E.pdf.
- EREC, 2010. Rethinking 2050: A 100 % renewable energy vision for the European Union, Herunterladbar unter: http://www.rethinking2050.eu/fileadmin/documents/ReThinking2050_full_version_final.pdf.
- EWI/Energynautics, 2011. Roadmap 2050 - a closer look, Herunterladbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf.
- EWI/GWS/Prognos, 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Berlin: BMWi.

- EWIS, 2010. Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids, Final Report. European Wind Integration Study, Brüssel. Herunterladbar unter: http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf.
- Förster, H., Healy, S., Loreck, C., et al., 2012. Information for Policy Makers 1: Decarbonisation Scenarios leading to the EU Energy Roadmap 2050. SEFEP working paper 2012, Berlin: SEFEP.
- Greenpeace, 2010. energy [r]evolution. A SUSTAINABLE WORLD ENERGY OUTLOOK, Herunterladbar unter: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2010/fullreport.pdf>.
- Greenpeace, 2009. Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland. Herunterladbar unter: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf
- Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., et al., 2009. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008), IEA Wind.
- Hourcade, J.C., Jaccard, M., Bataille, C., et al., 2006. Hybrid modeling: new answers to old challenges introduction to the special issue of the energy journal. The Energy Journal, (Special Issue #2).
- IEA, 2010a. Energy technology perspectives 2010: Scenarios & strategies to 2050, Paris: OECD/IEA.
- IEA, 2010b. Projected costs of generating electricity., Paris: OECD/IEA.
- IEA, 2010c. World Energy Outlook 2010, Paris: OECD/IEA.
- IEA, 2011. Harnessing variable renewables : a guide to the balancing challenge, Paris: OECD/IEA.
- IPCC, 2011. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press.
- Isles, L., 2006. Offshore Wind Development - Cost Reduction Potential. Master Thesis Lund University, Herunterladbar unter: <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=1329395&fileId=1329396>.
- Joskow, P.L., 2011. Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. American Economic Review, 101(3), S.238–241.
- Junginger, M., Lako, P., Lensink, S., et al., 2008. Technological learning in the energy sector. Report 500102 017, Herunterladbar unter: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08034.pdf>.
- Junginger, M., Sark, W. van & Faaij, A., 2010. Technological learning in the energy sector:Lessons for policy, industry and science, Cheltenham, UK; Northampton, MA: Edward Elgar.
- Junginger, M., de Visser, E., Hjort-Gregersen, K., et al., 2006. Technological learning in bioenergy systems. Energy Policy, 34(18), S.4024–4041.
- Knopf, B., Pahle, M. & Edenhofer, O., 2012. Der Erfolg der Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber eine robuste Energiestrategie ist noch nicht in Sicht. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62(6), S.37–40.
- Konstantin, P., 2009. Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Berlin; Heidelberg: Springer.
- Krewitt, W., Nienhaus, K., Kleßmann, C., et al., 2009. Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, Dessau-Roßlau: UBA.
- Martinot, E., Dienst, C., Weiliang, L., et al., 2007. Renewable Energy Futures: Targets, Scenarios, and Pathways. Annual Review of Environment and Resources, 32(1), S.205–239.
- Moselle, B., Schmalensee, R. & Padilla, J. hrsg., 2010. Harnessing renewable energy in electric power systems: Theory, practice, policy, London [u.a.]: Earthscan.
- Neij, L., 2008. Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. Energy Policy, 36(6), S.2200–2211.
- Neij, L., Borup, M., Blesl, M., et al., 2006. EU NEEDS Project: Deliverable D 3.3 - RS 1a.Cost development – an analysis based on experience curves., Herunterladbar unter: <http://www.needs-project.org/RS1a/Deliverable%20D%203%203%20-%20RS%201a%20%283%29.pdf>.

- Nemet, G.F., 2009. Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies. *Energy Policy*, 37(3), S.825–835.
- Nissen, J., 2011. Energienetze 2020. Was kostet die (smarte) Welt? Präsentation beim Forum Netzintegration am 03.05.2011, Herunterladbar unter: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Nissen_03052011.pdf.
- Nitsch, J., 2008. Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. „Leitstudie 2008“, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., et al., 2004. Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit FKZ 901 41 803, Herunterladbar unter: http://ifeu.de/landwirtschaft/pdf/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf.
- Nordhaus, W.D., 2009. The Perils of the Learning Model For Modeling Endogenous Technological Change. NBER Working Paper No. 14638, NBER.
- PIK/IIRM/IfE, 2011. Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energie. Schlussbericht 15. Dezember 2011, Potsdam.
- PWC/PIK/IIASA/ECF, 2010. 100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa, Herunterladbar unter: http://www.pwc.co.uk/en_UK/uk/assets/pdf/100-percent-renewable-electricity.pdf.
- Sachverständigenrat, 2011. Jahresgutachten 2011/12: Verantwortung für Europa wahrnehmen, Wiesbaden: Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.
- SRU, 2011. Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten Januar 2011, Berlin.
- Sterner, M., 2009. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation Universität Kassel. Kassel: Kassel Univ. Press.
- Trieb, F., Schillings, C., Pregger, T., et al., im Druck. Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. *Energy Policy*, 42, S.341–353.
- van Vuuren, D.P., Hoogwijk, M., Barker, T., et al., 2009. Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energy Policy*, 37(12), S.5125–5139.
- WI/PIK, 2010. Kosten- und Modellvergleich langfristiger Klimaschutzpfade (bis 2050). Zwischenbericht 02 zum Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FKZ 3708 49 104, Potsdam.
- Wiser, R., Barbose, G., Peterman, C., et al., 2009. Tracking the Sun II. The Installed Cost of Photovoltaics in the U.S. from 1998-2008, Lawrence Berkeley National Laboratory. Herunterladbar unter: <http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/lbnl-2674e.pdf>.
- WWF, 2009. Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050, Herunterladbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/971/2009-003-de.pdf>.
- WWF, 2011. The Energy Report - 100% Renewable Energy By 2050, Herunterladbar unter: http://assets.panda.org/downloads/the_energy_report_lowres_111110.pdf.
- van der Zwaan, B., Rivera-Tinoco, R., Lensink, S., et al., 2012. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. *Renewable Energy*, 41, S.389-393.

Datenanhang

Investitionskosten im Start- jahr [€/2010/kW]	Startjahr / Bezugsjahr	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie	Info
		Onshore	Offshore	PV	CSP			
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	2009	1341.4	3556.7	3202.0	4702.9**	1986.7 - 3674.5	12702.4	
SRU 2011	2010	1150.0	3300.0	2470 - 3120	k.A.	2500 - 3930	8785 - 22079	
WWF 2009	2005	0.116*	k.A.	0.568*	k.A.	0.137*	0.484*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	2020	1049.7	2445.9	1401.3	4268.0	2344.0	10955.5	Werte für 2020
WI/PIK 2010	2007	1098.4	2196.8	4393.6	k.A.	1559.7	3624.7	
Europa								
EC 2011	2010	1106.0	1796.0	4169.0	5562.0	k.A.	4203.0	
ECF 2010	2010	1000 - 1300	3000 - 3600	2400 - 2700	4000 - 6000	2300 - 2600	2700 - 3300	Bezug: RES 60% case
EREC 2010		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	nur Abbildungen vorhanden
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	2008-2010	1000 - 1300	1600 - 2700	2500 - 5100	2300 - 3900	k.A.	k.A.	keine Angabe zum Basisjahr
EWI/Energynautics 2011	2020	1221.0	2615 - 3105	1796 - 2096	3989.0	2398 - 3497	(1050) 10504	für 2020 / bei Geothermie Wert für „high enthalpy“ in Klammern
Welt								
IEA 2010a	2010	1004.7 - 1524.4	2078.7 - 2563.7	2425.1 - 3880.2	3118 - 4850.3	1732.2	1663 - 3810.9	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	2005	1059.5	1589.2	4326.1	7946.0	882.9 - 2207.2	2648.7	Wert für Wind-Offshore ergibt sich aus 50% penalty gegenüber Wind-Onshore
Greenpeace 2010	2007	1046.3	2009.4	2595.6	5023.5	1952.6 - 3637.7	k.A.	
WWF 2011	2010	1318.1	3295.2	3624.7	4833.0	k.A.	3844.4	
Energy Watch Group 2008	2006	1290.0	1988.7	5374.8	4299.9	4729.8	5106.1	
* Stromgestehungskosten in €/2010/kWh								
** Startjahr 2010								

Investitionskosten im Jahr 2050 [€2010/kW]	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie	Info
	Onshore	Offshore	PV	CSP			
Deutschland							
DLR/IWES/IFNE 2010	914.6	1321.0	917.6	2545.6	1610.7 - 3247.7	7392.8	
SRU 2011	850.0	1300.0	695 - 985	k.A.	1950 - 3530	5723 - 14383	
WWF 2009	0.077*	0.068*	0.099*	k.A.	0.111*	0.075*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	968.2	1375.8	1019.1	2602.8	2114.7	9172.0	
WI/PIK 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1559.7	3624.7	
Europa							
EC 2011	1074.0	1620.0	1366.0	1739.0	k.A.	3805.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	900 - 1200	1900 - 2300	800 - 1200	2200 - 2600	1300 - 1600	1800 - 2200	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	nur Abbildungen
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	1103.0	2387 - 2808	1199 - 1399	2805.0	2390 - 3486	(903) 9026	bei Geothermie Wert für „high enthalpy“ in Klammern
Welt							
IEA 2010a	831.5 - 1108.6	1455.1 - 1801.5	692.9 - 1108.6	1351.1 - 2078.7	1351.1	1489.7 - 2494.4	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	882.9 - 2207.2	k.A.	
Greenpeace 2010	619.4	904.2	527.3	2882.5	1611.7 - 1971.9	3600.3 - 3767.9	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	659.0	1318.1	439.4	2087.0	k.A.	1647.6	
Energy Watch Group 2008	985.6**	1223.7**	1884.2**	2666.9**	4029.4**	4512.3**	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario „Low Variant“
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh ** Werte für 2030							

Kostendegression bis 2050: Wind-Onshore [€2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	1341.4	1341.4	1199.1	1046.7	995.9	955.2	914.6	
SRU 2011	1150.0	1150.0	k.A.	950.0	900.0	870.0	850.0	
WWF 2009	0.116*	k.A.	k.A.	0.084*	0.078*	0.077*	0.077*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	1049.7	1003.8	978.3	968.2	
WI/PIK 2010	1098.4	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Europa								
EC 2011	1106.0	1106.0	k.A.	1104.0	1085.0	k.A.	1074.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	1000 -1300	1000 - 1300	k.A.	k.A.	900 - 1200	k.A.	900 - 1200	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	1221.0	1161.0	1104.0	1103.0	
Welt								
IEA 2010a	k.A.	1004.7 - 1524.4	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	831.5 - 1108.6	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	1059.5	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Greenpeace 2010	1046.3	k.A.	869.6	691.5	659.6	627.8	619.4	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	1318.1	1318.1	k.A.	878.7	768.9	768.9	659.0	
Energy Watch Group 2008	1290.0	1191.6	k.A.	1063.4	985.6	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario "Low Variant"
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh								

Kostendegression bis 2050: Wind-Offshore [€2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	3556.7	3353.4	2667.5	2134.0	1829.1	1524.3	1321.1	
SRU 2011	3300.0	3300.0	k.A.	2100.0	1800.0	1500.0	1300.0	
WWF 2009	k.A.	k.A.	k.A.	1.000*	0.077*	0.072*	0.068*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	2445.9	1701.9	1503.2	1375.8	
WI/PIK 2010	2196.8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Europa								
EC 2011	1796.0	1796.0	k.A.	1789.0	1710.0	k.A.	1620.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	3000 - 3600	3000 - 3600	k.A.	k.A.	2000 - 2400	k.A.	1900 - 2300	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	2615 - 3105	2512 - 2956	2390 - 2811	2387 - 2808	
Welt								
IEA 2010a	k.A.	2078.7 - 2563.7	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1455.1 - 1801.5	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	1589.2	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Wert für Wind-Offshore ergibt sich aus 50% penalty gegenüber Wind-Onshore
Greenpeace 2010	2009.4	k.A.	1524.4	1067.1	1011.6	921.6	904.2	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	3295.2	3295.2	k.A.	1977.1	1647.6	1427.9	1318.1	
Energy Watch Group 2008	1988.7	1765.5	k.A.	1388.7	1223.7	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario "Low Variant"
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh								

Kostendegression bis 2050: Solar-PV [€2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	3202.0	2773.2	1933.8	1222.5	1010.1	952.2	917.6	
SRU 2011	3120.0	3120.0	k.A.	1430.0	1100.0	1030.0	985.0	
WWF 2009	0.598*	k.A.	k.A.	0.154*	0.115*	0.104*	0.099*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	1401.3	1105.7	1034.4	1019.1	
WI/PIK 2010	4393.6	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Europa								
EC 2011	4169.0	4169.0	k.A.	2678.0	1663.0	k.A.	1366.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	2400 - 2700	2400 - 2700	k.A.	k.A.	1000 - 1400	k.A.	800 - 1200	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	1796 - 2096	1394 - 1627	1261 - 1471	1199 - 1399	
Welt								
IEA 2010a	k.A.	2425.1 - 3880.2	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	692.9 - 1108.6	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	4326.1	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Greenpeace 2010	2595.6	k.A.	1808.5	1230.6	711.6	543.9	527.3	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	3624.7	3624.7	k.A.	1537.8	768.9	549.2	439.4	
Energy Watch Group 2008	5374.8	4476.6	k.A.	2456.3	1884.2	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario "Low Variant"
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh								

Kostendegression bis 2050: Solar-CSP [€/2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	k.A.	4702.9	4097.3	3490.6	2858.5	2641.1	2545.6	
SRU 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
WWF 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	4268.0	3747.3	3104.2	2602.8	
WI/PIK 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Europa								
EC 2011	5562.0	5562.0	k.A.	4450.0	2959.0	k.A.	1739.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	4000 - 6000	4000 - 6000	k.A.	k.A.	2900 - 3500	k.A.	2200 - 2600	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	3989.0	3429.0	3102.0	2805.0	
Welt								
IEA 2010a	k.A.	3118 - 4850.3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1351.1 - 2078.7	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	7946.0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Greenpeace 2010	5023.5	k.A.	3863.6	3495.0	2953.8	2910.2	2882.5	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	4833.0	4833.0	k.A.	3624.7	2746.0	2306.6	2087.0	
Energy Watch Group 2008	4299.9	3978.1	k.A.	3160.3	2666.9	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario "Low Variant"

Kostendegression bis 2050: Biomasse [€2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	1986.7 - 3674.5	1986.7 - 3642	1888.1 - 3459.1	1788.5 - 3380.9	1712.3 - 3387	1636.1 - 3334.1	1610.7 - 3247.7	
SRU 2011	2500 - 3930	2500 - 3930	k.A.	2320 - 3700	2150 - 3600	2050 - 3550	1950 - 3530	
WWF 2009	0.144*	k.A.	k.A.	0.128*	0.120*	0.111*	0.111*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	2344.0	2242.0	2165.6	2114.7	
WI/PIK 2010	1559.7	1559.7	1559.7	1559.7	1559.7	1559.7	1559.7	
Europa								
EC 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	2300 - 2600	2300 - 2600	k.A.	k.A.	1600 - 1900	k.A.	1300 - 1600	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	2398 - 3497	2395 - 3493	2393 - 3490	2390 - 3486	
Welt								
IEA 2010a	k.A.	1732.2	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1351.1	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	882.9 - 2207.2	
Greenpeace 2010	1952.6 - 3637.7	k.A.	1699 - 2948.3	1687.2 - 2579	1647 - 2251.9	1627.6 - 2075.9	1611.7 - 1972	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
Energy Watch Group 2008	4729.8	4647.7	k.A.	4294.8	4029.4	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario "Low Variant"
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh								

Kostendegression bis 2050: Geothermie [€2010/kW]	Startjahr	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Info
Deutschland								
DLR/IWES/IFNE 2010	12702.4	12550.0	11096.8	10627.3	9460.7	8510.6	7392.8	
SRU 2011	8785 - 22079	8785 - 22079	k.A.	7178 - 18039	6261 - 15736	5986 - 15044	5723 - 14383	
WWF 2009	0.510*	k.A.	k.A.	0.103*	0.090*	0.079*	0.075*	Basis: Leitstudie 2008
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	k.A.	k.A.	10955.5	9681.6	9172.0	9172.0	
WI/PIK 2010	3624.7	3624.7	3624.7	3624.7	3624.7	3624.7	3624.7	
Europa								
EC 2011	4203.0	4203.0	k.A.	4171.0	3839.0	k.A.	3805.0	Bezug: Referenzszenario
ECF 2010	2700 - 3300	2700 - 3300	k.A.	k.A.	2000 - 2400	k.A.	1800 - 2200	Bezug: RES 60% case
EREC 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	1050 / 10504	950 / 9500	904 / 9035	903 / 9026	Erster Wert: „high enthalpy“, zweiter Wert: „hot dry rock“
Welt								
IEA 2010a	k.A.	1663 - 3810.9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1489.7 - 2494.4	Bezug: Kosten für USA
PIK/IIRM/IfE 2011	2648.7	2648.7	2648.7	2648.7	2648.7	2648.7	2648.7	
Greenpeace 2010	8707.6	k.A.	7619.1	6447.1	5107.3	4270.0	3684.1	Bezug: Energy [R]evolution] Szenario
WWF 2011	3844.4	3844.4	k.A.	2965.7	2196.8	1757.4	1647.6	
Energy Watch Group 2008	5106.1	5024.4	k.A.	4754.0	4512.3	k.A.	k.A.	Endjahr 2030 / Bezug: Szenario „Low Variant“
* Stromgestehungskosten in €2010/kWh								

Anteile am Stromverbrauch bzw. an der -erzeugung im Jahr 2050 [%]	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie	Wasser	Fossil / Nuklear	Import	EE-Anteil
	Onshore	Offshore	PV	CSP						
Deutschland										
DLR/IWES/IFNE 2010	16.33%	24.66%	9.61%	k.A.	9.50%	3.78%	3.35%	12.78%	19.42%	86.2%
SRU 2011	12.51% / 12.94%	62.26% / 45.27%	0% / 15.24%	0% / 0%	6.72% / 4.89%	0% / 2.81%	4% / 3.61%	0.00%	15% / 15%	100.00%
WWF 2009	14.77%	31.43%	6.12%	k.A.	9.12%	7.88%	5.48%	2.54%	10.62%	97.00%
Greenpeace 2009	19.00%	35.00%	11.00%	k.A.*	10.00%	20.00%	5.00%	0.00%	Vorgabe: Saldo = 0	100.00%
EWI/GWS/Prognos 2010	12.67%	22.32%	8.89%	k.A.	10.80%	1.14%	7.36%	13.58%	23.26%	78.12%
WI/PIK 2010	15.40%	35.60%	21.20%	k.A.	1.90%	15.40%	5.80%	5.00%	k.A.	95%
Europa										
EC 2011	48.70%		16.40%**		9.60%	0.60%	7.70%	13.10%	k.A.	83.1%
ECF 2010	15%	15%	19%	5%	12%	2%	12%	20%	k.A.	80.00%
EREC 2010	31.12%		27.01%	9.95%	9.95%	12.05%	8.98%	0.00%	k.A.	100.00%
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	-
EWI/Energynautics 2011	18% - 19%	19% - 21%	2% - 5%	17%	3% - 4%	2%	10%	21% - 23%	k.A.	80%
Welt										
IEA 2010a	21.76% (12%)		24.63% (12%)		6.99% (6%)	3.75% (3%)	16.05% (14%)	25.35% (52%)	k.A.	75% (48%)
PIK/IIRM/IfE 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	-
Greenpeace 2010	22.3% / 24.58%		12.1% / 15.6%	15.6% / 20.5%	8.1% / 9.8%	4.5% / 9.6%	11.6% / 13.3%	20.6% / 5.4%	k.A.	79.4% / 94.6%
WWF 2011	20.00%	5.00%	29.00%	17.00%	13.00%	4.00%	12.00%	0.00%	k.A.	100.00%
Energy Watch Group 2008	16.8% - 17.4%	13.6% - 20%	4.1% - 6.5%	6.4% - 8.4%	13.4% - 16.1%	6.7% - 9%	22.6% - 38.4%	k.A.	k.A.	62%
* ab 2030 werden 15TWh/a als Import erwartet, langfristig könnte CSP 15% des Strombedarfs decken (wird im Szenario aber nicht berücksichtigt)										
** inkl. Tidal Energy und andere										

Fortsetzung der Tabelle

	Info
Deutschland	
DLR/IWES/IFNE 2010	Anteile am Bruttostromverbrauch / Basisszenario 2010A / Import: EE
SRU 2011	Anteile am Bruttostromverbrauch / erster Wert: für 509 TWh Nachfrage, zweiter Wert: für 700 TWh Nachfrage / Szenarien 3a und 3b / Import: EE
WWF 2009	Anteile am Nettostromverbrauch, Anteil Speicher: 12.1% / Szenario "Innovation ohne CCS" / Import: EE
Greenpeace 2009	Anteile am Endenergiebedarf von Strom
EWI/GWS/Prognos 2010	Anteile am Bruttostromverbrauch / Szenario IA / Import: 65,5% EE
WI/PIK 2010	aus Abbildung
Europa	
EC 2011	Anteile an der Bruttostromerzeugung / Szenario 4 / Rest: Hydrogen, Methanol
ECF 2010	80% RES-Szenario
EREC 2010	Anteile am Bruttostromverbrauch / Rest: Ocean
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	
EWI/Energynautics 2011	Anteile an der Bruttostromerzeugung / Szenarien A und B
Welt	
IEA 2010a	Blue hi ren Szenario, in Klammern Blue Map Szenario / 1.5% durch Ocean
PIK/IIRM/IfE 2011	
Greenpeace 2010	Anteile an der Bruttostromerzeugung / energy [r]evolution und advanced energy [r]evolution Szenario
WWF 2011	Anteile an der Nettostromerzeugung
Energy Watch Group 2008	Werte für 2030 / aus Abbildung

Nachfrage- und Erzeugungs- entwicklung [TWh/a; %]	Startjahr	Endenergienachfrage			Endenergienachfrage (nur Strom)			Anteil Strom an Gesamtverbrauch	
		Startjahr	2050	Änderung	Startjahr	2050	Änderung	Startjahr	2050
Deutschland									
DLR/IWES/IFNE 2010	2009	2420.56	1525.00	-37.00%	498.060	466.110	-6.41%	20.58%	30.56%
SRU 2011	2009	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
WWF 2009	2005	2557.78	1071.39	-58.11%	517.000	330.000	-36.17%	20.21%	30.80%
Greenpeace 2009	2007	2508.89	1146.11	-54.32%	528.890	465.000	-12.08%	21.08%	40.57%
EWI/GWS/Prognos 2010	2008	2535.00	1452.00	-42.72%	537.700	409.700	-23.81%	21.21%	28.22%
WI/PIK 2010	2005	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Europa									
EC 2011	2010	13499.00	9353.21	-30.71%	2810.000	3378.000	20.21%	20.82%	36.12%
ECF 2010	2005	14397.94	16142	12.1%	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
EREC 2010	2005	13572.21	12211.5	- 10.03%	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
EWI/Energynautics 2011	2008	k.A.	k.A.	k.A.	3019.290	4347.710	44.00%	k.A.	k.A.
Welt									
IEA 2010a	2007	99994	132000	32.01%	16999	36948	117.35%	17.00%	28.00%
PIK/IIRM/IfE 2011	2005	88800.00	133300.00	50.11%	18333.333	58333.000	218.18%	20.65%	43.76%
Greenpeace 2010	2007	93702.50	106418.61 / 102402.78	13.57% / 9.29%	16450.00	31795 / 37246	93.28% / 126.42%	17.56%	29.88% / 36.37%
WWF 2011	2010	91000.00	72611.11	-20.21%	16666.670	35388.890	112.33%	18.32%	48.74%
Energy Watch Group 2008	2004	88841	122603**	38%**	14374	24667.23**	71.6%**	16.18%	20.12%**

Fortsetzung der Tabelle

	Bruttostromerzeugung (inkl. Import-Export)			Info
	Startjahr	2050	Veränderung	
Deutschland				
DLR/IWES/IFNE 2010	590	637	7.97%	Basisszenario 2010A
SRU 2011	590	509 / 700	-14% / +19%	Keine konkrete Angaben zum Startjahrwert, deshalb zur Berechnung der Veränderung 590 TWh/a angenommen / Szenarien 3a und 3b
WWF 2009	k.A.	k.A.	k.A.	Szenario "Innovation ohne CCS"
Greenpeace 2009	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/GWS/Prognos 2010	614.00	440.6	-28.24%	Szenario I A
WI/PIK 2010	k.A.	k.A.	k.A.	
Europa				
EC 2011	3310.02	5140.57	55.30%	Szenario 4
ECF 2010	3450.000	4900.000	42.03%	Endenergienachfrage bezieht sich auf „Baseline“, Bruttostromerzeugung bezieht sich auf „decarbonized pathway“
EREC 2010	3362*	4987	48.33%	Szenario 2050 / Startjahr bei Bruttostromerzeugung ist 2007
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	3543.69	4846.850	36.77%	Szenario A
Welt				
IEA 2010a	19756	40137	103.16%	Blue Map Szenario
PIK/IIRM/IfE 2011	k.A.	k.A.	k.A.	Teilweise aus Abbildung abgelesen / Climate Policy Szenario (400GtC)
Greenpeace 2010	19773.00	37993 / 43922	92.15% / 122.13%	energy [r]evolution und advanced energy [r]evolution Szenario
WWF 2011	k.A.	k.A.	k.A.	
Energy Watch Group 2008	k.A.	k.A.	k.A.	Aus WEO 2006, Alternative Szenario
* Startjahr 2007 ** Werte für 2030				

Potenziale der EE zur Strom- erzeugung [TWh/a]	Wind		Solar		Biomasse	Geothermie	Info
	Onshore	Offshore	PV	CSP			
Deutschland							
DLR/IWES/IFNE 2010	9560 / 90	13220 / 317	31230 / 112	46500.0	621.4 / 69.1	2400 / 223	Erster Wert: EU+Nordafrika, zweiter Wert: DE. Bei CSP: keine Potenzen in BRD / Biomasse: 426 TWh/a für Wärme, Strom und Kraftstoffe, Inländisches Biomasse Potenzial ausreichend
SRU 2011	9560 / 90	13220 / 317	31230 / 112	46500.0	621.4 / 69.1	2400 / 223	Gemäß DLR/IWES/IFNE 2010
WWF 2009	66.9	142.4	27.7	0.0	41.3	35.7	"Offizielle Schätzung" nach Leitstudie 2008 für die mögliche Produktion in 2050. Ausnahme ist Biomasse: Nach Leitstudie werden 53.8TWh/a produziert. Hier dürfen es max. 41.3TWh/a sein
Greenpeace 2009	90.0	165.0	50.0	0.0	45.0	93.0	Realisierbare Potenziale bis 2050 nach Greenpeace (s.u.)
EWI/GWS/Prognos 2010	k.A.	nicht bindend	nicht bindend	k.A.	41.0	k.A.	Biomasse wird voll ausgenutzt, bei Wind-Onshore sind kostengünstige Standorte bereits fast ausgenutzt (fast nur noch Repowering möglich), für Offshore/PV sind Grenzen irrelevant
WI/PIK 2010	90.0	180.0	105.0	k.A.	329.4	64.0	Bei Biomasse gesamtes Potenzial, nicht nur Strom
Europa							
EC 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	K.A.	
ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	300.0	588.0	98	CSP-Potenzial für Europa / 12% bzw. 2% der Stromnachfrage können von Biomasse bzw. Geothermie gedeckt werden.
EREC 2010	1552.0		1347.0	385.0	496.0	601.0	ökonomisches Potenzial
PWC/PIK/IIASA/ECF 2010	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
EWI/Energynautics 2011	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Nur Abbildung vorhanden
Welt							
IEA 2010a	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
PIK/IIRM/IfE 2011	33333.3	11111.1	277777.8		k.A.	k.A.	Kapazitätsfaktoren / Offshore nicht explizit enthalten (50% investment penalty), Potenzial wird zu Onshore addiert
Greenpeace 2010	105250.0	15944.4	2234305.6	469111.1	51138.89*	12444.4	Technisches Potenzial
WWF 2011	50000.0	20833.3	236111.1	277777.8	96666.7*	5833.3	Realisierbares Potenzial
Energy Watch Group 2008	23603-43618	61656.0	12005.0	15283.0	31159.7	22400.0	
* Gesamtes Primärenergiepotenzial							