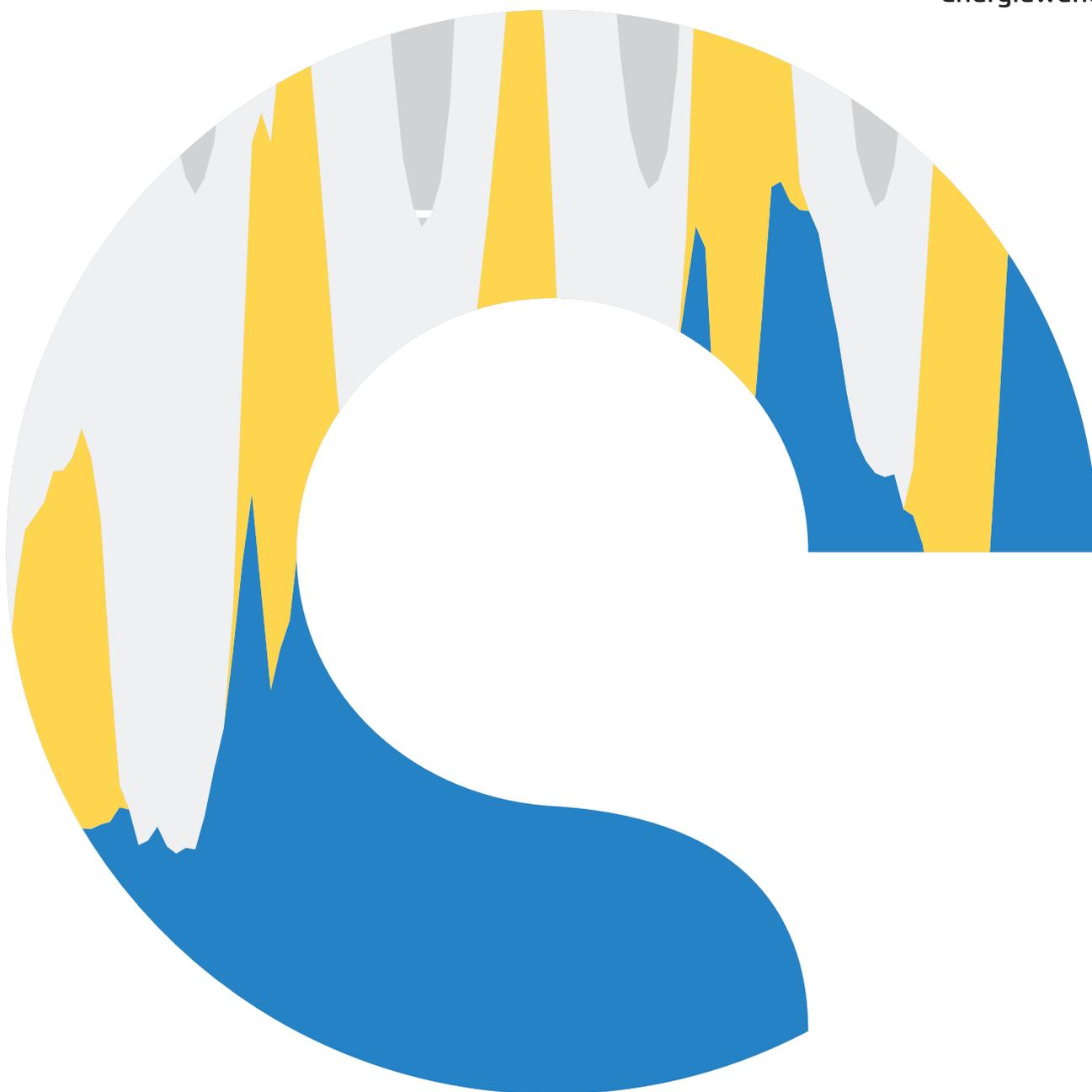

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

ANALYSE

Agora
Energiewende



Klimafreundliche Strom- erzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

IMPRESSUM

ANALYSE

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleiter:

Daniel Fürstenwerth

daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

AUTOREN

Prognos AG

Goethestrasse 85 | 10623 Berlin | Germany

Matthias Deutsch

Leonard Krampe

Frank Peter

Silvan Rosser

Satz:

Maren Rabe, www.marenrabe.com

Übersetzung:

Sascha Mattke

Titelbild:

Eigene Darstellung

048/06-A-2014/DE

Veröffentlichung: Juli 2014

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

zwei Jahrzehnte technischen Fortschritts haben die Kosten für die Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie deutlich sinken lassen. Dies zeigt zum Beispiel die Verringerung der deutschen Einspeisevergütung für Photovoltaik in den vergangenen fünf Jahren um 80 Prozent. Doch wie wettbewerbsfähig sind Wind- und Solarstrom im Vergleich zu anderen kohlenstoffarmen Technologien? Angesichts des EU-Ziels einer kostengünstigen Dekarbonisierung der Stromproduktion halten wir diese Frage für hochgradig relevant.

Aus diesem Grund haben wir die Prognos AG damit beauftragt, die aktuellen Kosten unterschiedlicher kohlenstoffarmer Technologien zu vergleichen. Die Grundlage dafür bilden die heute geltenden Förderbedingungen für die jeweiligen Tech-

nologien, wobei auch die Zuverlässigkeit der Stromversorgung vollständig mit berücksichtigt wird.

Der hier präsentierte Kostenvergleich ist nur eine Momentaufnahme. Politische Entscheidungen und die technische Weiterentwicklung werden bei allen Technologien Auswirkungen auf die zukünftigen Kosten haben. Dennoch hoffen wir, mit dieser Übersicht einen Beitrag zu einer auf Fakten basierenden Debatte über die zur Verfügung stehenden Energieoptionen leisten zu können.

Mit freundlichen Grüßen
Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

1.

Neue Wind- und Solarkraftwerke können Strom zu bis zu 50 Prozent niedrigeren Erzeugungskosten liefern als neue Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Dies ergibt sich aus einem konservativen Vergleich der aktuellen Einspeisevergütungen in Deutschland mit dem vereinbarten Abnahmepreis für ein neues Kernkraftwerk in Großbritannien (Hinkley Point C) und den aktuellen Kostenschätzungen für CCS; künftige Kostensenkungen werden bei allen vier dieser Technologien außer Acht gelassen.

2.

Ein zuverlässiges Stromversorgungssystem auf der Basis von Wind- und Sonnenenergie sowie Gas als Reserve kostet 20 Prozent weniger als ein System mit neuen Kernkraftwerken in Kombination mit Gas. Für einen aussagekräftigen Vergleich der Kosten verschiedener Technologien wurde auch der Bedarf an Reservekapazitäten und Spitzenlastkraftwerken mit einbezogen. Dabei zeigt sich, dass bei einem System auf der Basis von Windkraft und Photovoltaik zusätzliche Kosten für Gaskraftwerke als Reserve an. Diese sind jedoch gering im Vergleich zu den höheren Stromerzeugungskosten bei Kernkraft.

Inhalt

1	Überblick	5
2	Hintergrund und Methodik	7
3	Vergleich der Kosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien	9
3.1	Vergütung für Photovoltaik und Windkraft in Deutschland und neue Kernkraftwerke in Großbritannien	10
3.2	Gestehungskosten für unterschiedliche Arten der fossilen Stromerzeugung mit CCS	12
3.3	Zusammenfassung: Vergütung und Stromgestehungskosten für unterschiedliche kohlenstoffarme Technologien	13
4	Analyse der Kosten von Stromerzeugungssystemen	15
4.1	Betrachtete Systeme	15
4.2	Installierte Kapazität und jährliche Stromerzeugung	16
4.3	Jährliche Kosten der Stromerzeugungssysteme	17
5	Diskussion und Fazit	21
6	Literatur	23
7	Anhang: Annahmen und Stromgestehungskosten für Gas-und-Dampf- und Gasturbinen-Kraftwerke	25

1 Überblick

- Einige EU-Mitgliedsstaaten prüfen den Bau neuer Kernkraftwerke, andere planen eher einen Ausbau von Erneuerbaren Energien oder Anlagen mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). In all diesen Fällen wird argumentiert, dies senke die Kosten und erhöhe die Versorgungssicherheit.
 - Derzeit sind hauptsächlich drei kohlenstoffarme Technologien in der Diskussion: Erneuerbare Energien, Kernkraft und CCS. Als aktuell am günstigsten haben wir Windkraft und Photovoltaik identifiziert. Die heutigen Einspeisevergütungen für Windkraft und Photovoltaik in Deutschland sind bis zu 50 Prozent niedriger als die in der Vereinbarung für das neue britische Atomkraftwerk Hinkley Point C vorgesehenen. Bei diesem Vergleich sind künftige Kostensenkungen nicht berücksichtigt.
 - Für CCS liegen derzeit keine Kostenangaben aus der Praxis vor, weil sich die Technologie noch im Demonstrationsstadium befindet; die ersten kommerziellen Anlagen sollen nicht vor 2020 in Betrieb gehen. Aktuelle Studien sehen das Kostenniveau von CCS auf oder über dem von neuen Kernkraftwerken.
 - Einfache Kennzahlen zu den unterschiedlichen Technologien wie etwa die Stromgestehungskosten lassen die wichtige Anforderung der Systemstabilität außer Acht. Für aussagekräftige Kostenschätzungen für ein Stromerzeugungssystem muss ein Vergleich von Erneuerbaren Energien und Kernkraft deshalb auch die bei erneuerbaren Quellen erforderlichen Reservekapazitäten mit einbeziehen. Auf der anderen Seite werden auch Kernkraftwerke niemals allein eingesetzt, sondern von Anlagen mit flexibler Erzeugung ergänzt. Ein Systemvergleich kohlenstoffarmer Technologien muss deshalb einer Kombination aus Windkraft, Photovoltaik und Gas eine Kombination aus Kernkraft und Gas gegenüberstellen.
 - Die Kostenabschätzung für Stromerzeugungssysteme zeigt, dass eine Erzeugungsmischung aus Photovol-
- taik, Onshore-Windkraft und Gas schon heute und unter konservativen Annahmen rund 20 Prozent günstiger ist als die Kombination von neuen Kernkraftwerken (auf der Basis der Vereinbarung zu Hinkley Point C) und Gas. In Zukunft dürften Erneuerbare Energien aufgrund technischer Fortschritte und der damit einhergehenden Kostensenkungen selbst dann noch wettbewerbsfähiger werden, wenn auch bei Kernkraft noch Kostensenkungen erreicht werden.

2 Hintergrund und Methodik

Für die Mitgliedsstaaten der EU existieren verpflichtende Ziele für den Einsatz Erneuerbarer Energien für den Zeitraum bis 2020. Wie es anschließend weitergeht, ist allerdings deutlich weniger klar (EG 2014). Die Präferenzen und Einschätzungen der einzelnen Mitgliedsstaaten, wie sich die Treibhausgasemissionen bei der Stromproduktion am besten verringern lassen, unterscheiden sich erheblich. Viele betonen die Bedeutung von erneuerbaren Energiequellen, andere erwarten eine wichtige Rolle für neue Kernkraftwerke oder CCS. Die britische Regierung zum Beispiel hat vor Kurzem mit einer Gruppe von Unternehmen eine Vereinbarung über die wichtigsten Konditionen für das Kernkraftwerk Hinkley Point C abgeschlossen (HPC-Vereinbarung).¹ Dieses Projekt soll den Auftakt zum Ersatz des aktuellen Kernkraftwerkbestands in Großbritannien bilden. Daneben hat die britische Regierung Finanzierungsverträge für die nächsten Stadien zweier CCS-Demonstrationsprojekte vergeben (White Rose und Peterhead). Die Entscheidung über deren endgültige Finanzierung wird für 2015 erwartet (Britische Regierung 2013a und 2013b).

Abgesehen von Fragen zu externen Effekten und den Risiken der unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien dreht sich die öffentliche Diskussion hauptsächlich um Kosten und Versorgungssicherheit. Die Installationskosten für Windkraft- und Solaranlagen werden immer wettbewerbsfähiger, doch die von ihnen bereitgestellte Leistung ist naturgemäß variabel, sodass ein direkter Vergleich zur festen Kapazität von regelfähigen Kraftwerken schwierig ist. Einfache Kostenbetrachtungen für einzelne Technologien wie etwa anhand der Stromgestehungskosten lassen die Tatsache außer Acht, dass bei Photovoltaik und Windkraft Reservekapazitäten erforderlich sind, weil sie den Markt nicht jederzeit allein versorgen können. Aus diesem Grund muss ein aussagekräftiger Vergleich die bei erneuerbaren Energiequellen nötigen Reservekapazitäten mit einbeziehen.

Für CCS liegen derzeit keine Angaben zu den Kosten aus dem Praxisbetrieb vor, weil es kommerziell betriebene Anlagen dieser Art noch nicht gibt (IEA 2013). Von den zwölf CCS-Demonstrationskraftwerken in Europa, die 2008 von der Europäischen Kommission zur Förderung ausgewählt wurden, sind noch zwei Projekte in Großbritannien aktiv: White Rose, eine Kohle-CCS-Anlage, und Peterhead, ein Gaskraftwerk mit CCS. Beide haben die jüngste Ausschreibung der britischen Regierung für die Finanzierung der nächsten Planungsphase gewonnen; für 2015 wird die Entscheidung über die endgültige Finanzierung erwartet. Beide Projekte sollen einen Beitrag dazu leisten, dass die Kosten von CCS-Technologie bis zu den 2020er-Jahren wettbewerbsfähig werden (Britische Regierung 2013b). Die Vergleiche in der vorliegenden Analyse beruhen auf den neuesten Kostenschätzungen für CCS in Studien, die vom britischen Department of Energy & Climate Change in Auftrag gegeben wurden.

Vor diesem Hintergrund soll die vorliegende Analyse einen fairen Vergleich von kohlenstoffarmen Technologien zur Stromerzeugung bieten. Hauptsächlich sollen darin zwei Fragen beantwortet werden:

- Mit welchen der kohlenstoffarmen Technologien – neue Wind-, Solar-, Kern- oder CCS-Kraftwerke – lässt sich Strom zu den geringsten Kosten produzieren?
- Welches ist die kostengünstigste Mischung aus kohlenstoffarmen Technologien, wenn zusätzlich die nötigen Reservekapazitäten zum Ausgleich der Variabilität von Wind- und Sonnenenergie einkalkuliert werden?

Zur Beantwortung dieser Fragen enthält diese Studie:

1. einen Vergleich der öffentlich bekannten Vergütungen für neue Photovoltaik- und Windkraftwerke (in Deutschland) sowie neue Kernkraftwerke (in Großbritannien),

¹ Auf die HPC-Vereinbarung wird im Folgenden auch als „neue Kernkraft(werke)“ Bezug genommen.

2. eine Gegenüberstellung der Vergütungen für erneuerbare Energiequellen mit den Stromgestehungskosten bei fossiler Erzeugung mit CCS und

3. eine Abschätzung der Systemkosten für unterschiedliche Stromerzeugungsportfolios, konkret einer Mischung aus variablen erneuerbaren Energiequellen und Gas sowie einer Mischung von Kernkraft und Gas.

Beim **Vergleich der Vergütungsniveaus** werden Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft, Photovoltaik und neue Kernkraftwerke berücksichtigt. Als Vergütungen für Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windkraft werden die aktuellen deutschen Einspeisetarife herangezogen, die für neue Kernkraftwerke entstammen der HPC-Vereinbarung. Dabei gibt es einen substantiellen Unterschied zwischen den beiden Vergütungsarten zu beachten: Die deutschen Einspeisetarife sind Nominalbeträge, deren realer Wert mit der Zeit abnimmt; die Vergütung für neue Kernkraft in Großbritannien dagegen ist inflationsindexiert, sodass der reale Wert der Zahlungen stabil bleibt.

Die **Stromgestehungskosten bei fossilen Erzeugungstechnologien** als Ergänzung zu den obigen Vergütungen basieren auf der Fachliteratur zu diesem Thema. Die Kennzahl Stromgestehungskosten ist ein einfacher und weithin genutzter Indikator für die Kosten der Stromerzeugung; sie bezeichnet die Kosten pro produzierter Einheit Strom über die wirtschaftliche Lebensdauer eines Kraftwerks und hängt damit unter anderem von den jährlichen Volllaststunden sowie den Investitions- und Betriebskosten der jeweiligen Technologie ab. Üblicherweise sollen Förderprogramme wie etwa Einspeisevergütungen die Stromgestehungskosten der geförderten Technologien abdecken, sodass die Vergütungsniveaus als Annäherung an diese Kosten verstanden werden können. Für die Kostenschätzungen in dieser Studie ist es deshalb angemessen, die Höhe der Vergütung für Kernkraft und Erneuerbare Energien mit den Stromgestehungskosten bei anderen Erzeugungstechnologien zu vergleichen. Allerdings haben die reinen Stromgestehungskosten nur begrenzten Informationswert, sodass die Analyse so ausgeweitet werden muss, dass sie das gesamte System der Stromerzeugung erfasst.

Mit der **Abschätzung der Systemkosten für unterschiedliche Stromerzeugungsportfolios** soll die Frage beantwortet werden, ob insgesamt ein Energiemix aus Kernkraft und Gas billiger ist oder eine Kombination aus erneuerbaren Energiequellen und Gas. Für die Analyse verwenden wir ein Lastprofil aus Deutschland. Um der schwankenden Last gerecht zu werden, muss ein Stromsystem zu jedem Zeitpunkt sowohl genügend Stromangebot (in Megawattstunden, MWh) als auch genügend Erzeugungskapazität (in Megawatt, MW) aufweisen. Die erste Option (Kernkraft und Gas) besteht aus zwei regelfähigen Erzeugungstechnologien, wobei für mittlere Lastbereiche und Spitzenlasten Gas verwendet wird. Bei der zweiten Option dagegen muss die schwankende Stromerzeugung mit Windkraft und Photovoltaik berücksichtigt werden: Weil derartige Anlagen nicht zu jedem Zeitpunkt genügend Strom liefern, ist für dasselbe Niveau der Versorgungssicherheit mehr Reservekapazität erforderlich. Für mittlere Lastbereiche werden hier Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) eingesetzt, für Spitzenlasten Gasturbinen-Kraftwerke (GT-Kraftwerke) mit offenem Kreislauf. Eine Option mit CCS ist in unserer Analyse der Systemkosten nicht enthalten, weil es vor 2020 in Europa keine kommerziellen Erfahrungen mit dieser Technologie geben wird.

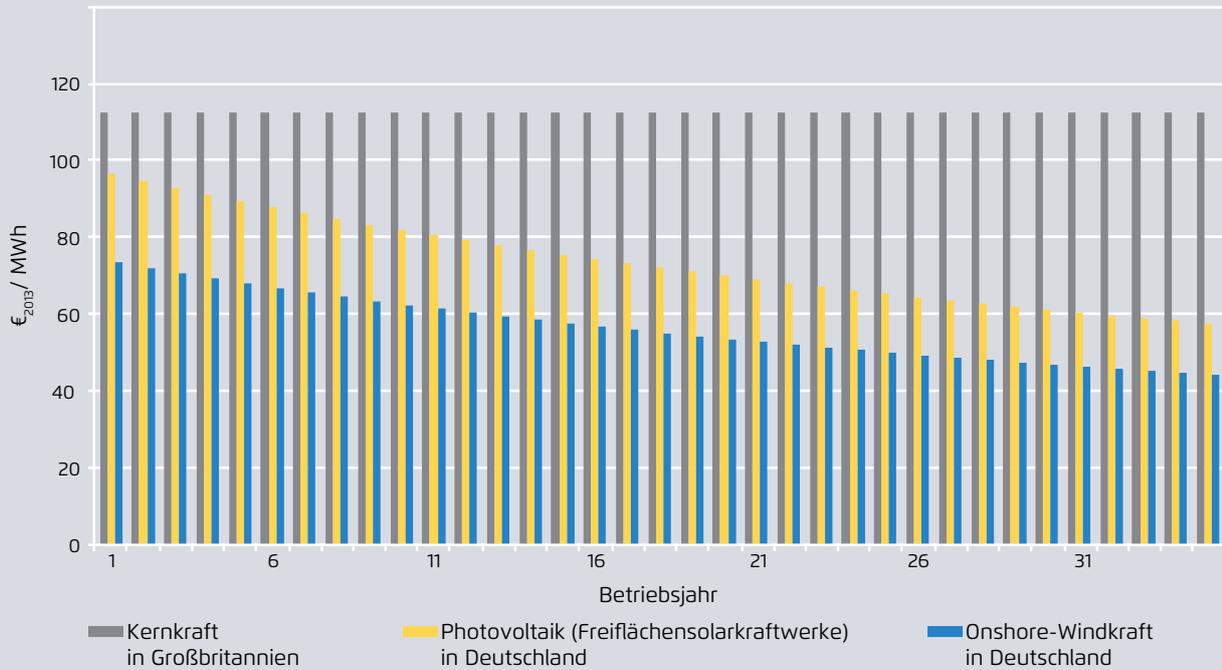
3 Vergleich der Kosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien

Dieser Abschnitt enthält zwei unterschiedliche Arten von Kostenangaben. Für neue Photovoltaikanlagen, Wind- und Kernkraftwerke verwenden wir die öffentlich bekannten Vergütungen in Deutschland und Großbritannien. Für CCS liegen derartige Daten nicht vor, und bislang ist noch kein kommerzielles Kraftwerk mit CCS in Betrieb (IEA 2013). Deshalb dürften die hier präsentierten Schätzungen aus Großbritannien eher die Untergrenze der zukünftigen Kosten von CCS-Technologien darstellen.²

² Auch aus Großbritannien liegen noch keine kommerziellen CCS-Erfahrungen vor. Die hier verwendeten Zahlen sind deshalb First-of-a-kind-Schätzungen, bei denen davon ausgegangen wird, dass Erfahrungen aus internationalen und Demonstrationsprojekten genutzt werden können (DECC 2013).

Inflationsbereinigte Vergütung für neue Kernkraftwerke in Großbritannien sowie große Photovoltaikanlagen und Onshore-Windkraftwerke in Deutschland (in Euro zu Preisen von 2013 pro Megawattstunde)

Abbildung 1



EEG 2012, UK Government 2013a, Berechnungen: Prognos AG. Die deutsche Vergütung für Windkraft wird hier vereinfacht als Durchschnitt über die Gesamtlaufzeit dargestellt; in der Realität gibt es Unterschiede bei der Höhe zu Beginn und zum Ende der Laufzeit.

3.1 Vergütung für Photovoltaik und Windkraft in Deutschland und neue Kernkraftwerke in Großbritannien

Die Basis für unseren Vergleich der Vergütungsniveaus von erneuerbaren Energiequellen mit dem für Kernkraft bildet die HPC-Vereinbarung. Nach dieser Vereinbarung wird in Großbritannien ein neues Kernkraftwerk gebaut, das von 2023 an Strom liefern soll. Wenn der Reaktor ans Netz geht, erhalten die beauftragten Unternehmen inflationsindexierte Zahlungen in Höhe von 92,50 britische Pfund in Preisen von 2012 pro Megawattstunde (92,50 Pfund₂₀₁₂/MWh – entspricht etwa 112 Euro₂₀₁₃/MWh) über einen Zeitraum von 35 Jahren (Britische Regierung 2013a; EZB 2014a).³ Diese 35 Jahre

dienen als Referenzzeitraum für den unten stehenden Vergleich. Angesichts des langfristigen Charakters dieser Zahlungen im Rahmen eines Contract for Difference ist ein Vergleich mit den Einspeisevergütungen für Wind- und Solarenergie in Deutschland möglich, die für 20 Jahre gewährt werden.

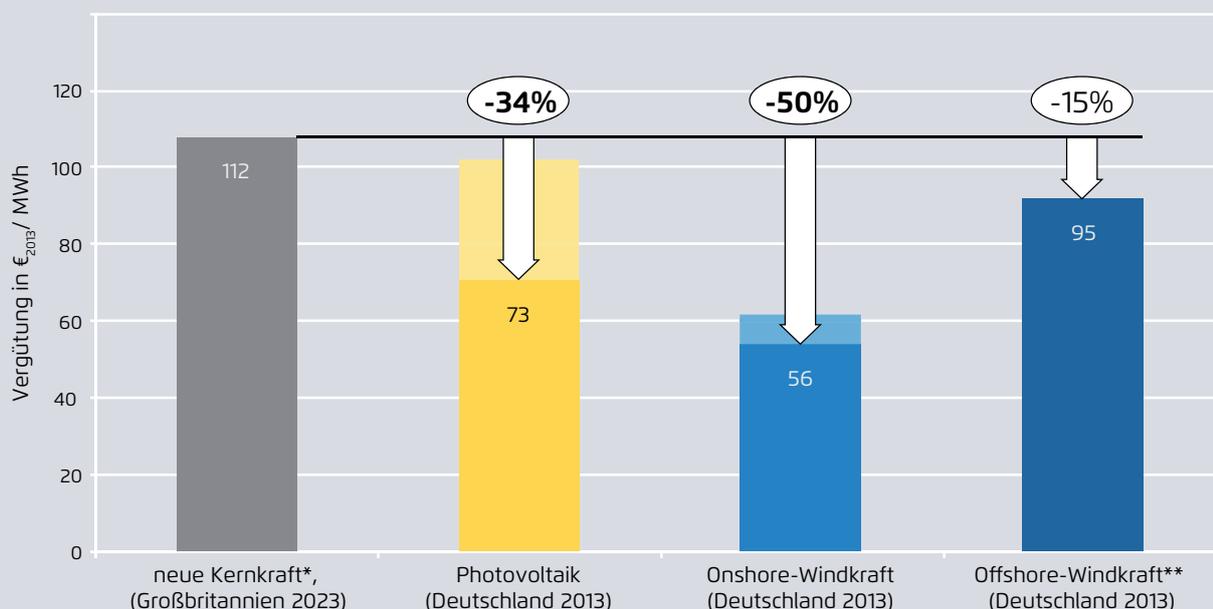
Abbildung 1 zeigt den gleichbleibenden Wert der Zahlungen für neue Kernkraft in Großbritannien während des Referenzzeitraums, wobei ein fester Wechselkurs von 0,85 Pfund/Euro angenommen wird. Der Wert der Zahlungen für Photovoltaik und Onshore-Windkraft in Deutschland dagegen nimmt beständig ab. Nach der derzeitigen gesetzlichen Regelung erhalten neue Windenergie- und Photovoltaikanlagen 20 Jahre lang eine feste Einspeisevergütung ohne Inflations-

³ Die HPC-Vereinbarung basiert auf Preisen von 2012. Unter Berücksichtigung der Inflation (nach dem Konsumentenpreisindex) sind 92,50 Pfund₂₀₁₂/MWh gleich 94,8 Pfund₂₀₁₃/MWh (ONS 2014). Zu beachten ist, dass die Vergütung für HPC auf 89,50 Pfund₂₀₁₂/MWh ver-

ringert werden kann, wenn die Unternehmensgruppe nicht endgültig auch ein neues Kernkraftwerk am Standort Sizewell C beschließt (Britische Regierung 2013).

Vergleich der durchschnittlichen Vergütung für neue Kernkraft in Großbritannien sowie Photovoltaik und Windkraft in Deutschland

Abbildung 2



DECC 2013; EZB 2014a; EEG 2012; Prognos AG 2013; UK Government 2013a; Berechnungen: Prognos AG * gemäß Vereinbarung zu Hinkley Point C ** Offshore-Windkraft 2013 ohne Netzanschlusskosten. Diese Kosten werden in Deutschland nicht mit der Vergütung abgegolten. Ihre Höhe wird, je nach Entfernung zur Küste, auf zwischen 25 und 35 Euro pro Megawattstunde geschätzt.

anpassung. Aus diesem Grund verringert sich ihr realer Wert mit der Zeit. Als Inflationsrate nehmen wir zwei Prozent an, was konsistent mit dem Ziel der Europäischen Zentralbank (EZB) für Preisstabilität ist (EZB 2014b). Um den betrachteten Zeitraum mit den 35 Jahren für Kernkraft vergleichbar zu machen, gehen wir davon aus, dass nach den ersten 20 Jahren eine neue Photovoltaik- oder Windenergieanlage gebaut wird. Für diese Zweitinstallation setzen wir dieselbe Höhe der Einspeisevergütung an wie bei der ursprünglichen, also ohne eine Absenkung der Vergütung. Diese konservative Annahme unterscheidet sich vom deutschen Recht, das abhängig von der installierten Kapazität eine Verringerung der Nominalvergütung um einige Prozent pro Jahr vorsieht.

Neue Kernkraft wird mit einer konstanten Zahlung von 112 Euro₂₀₁₃/MWh über einen Zeitraum von 35 Jahren vergütet. Die Vergütung für große Solarkraftwerke in Deutschland beträgt demgegenüber 96 Euro₂₀₁₃/MWh bei Beginn der Einspeisung und sinkt auf 57 Euro₂₀₁₃/MWh im letzten

Betriebsjahr. Ähnlich beläuft sich die Vergütung für Onshore-Windkraft in Deutschland anfangs auf 73 Euro₂₀₁₃/MWh und am Ende auf 44 Euro₂₀₁₃/MWh.

Insgesamt lässt Abbildung 1 erkennen, dass die Vergütung für Photovoltaik und Onshore-Windkraft in Deutschland deutlich geringer ist als die für neue Kernkraft in Großbritannien. Dies gilt selbst dann, wenn weitere Kostensenkungen für Photovoltaik und Windkraft außer Acht bleiben, die sich aufgrund zukünftiger Lerneffekte bei diesen Technologien einstellen dürften.

Die Höhe der Vergütung im Zeitverlauf lässt sich auch über Durchschnittswerte darstellen. Abbildung 2 zeigt die Durchschnittsvergütung pro MWh in Euro₂₀₁₃ über 35 Jahre für neue Kernkraft in Großbritannien und Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windkraft in Deutschland. Die Bandbreite der Angaben ergibt sich aus unterschiedlichen Kraftwerksgrößen (bei Photovoltaik) beziehungsweise un-

terschiedlichem Ertragspotenzial (bei Onshore-Windkraft) in Deutschland.

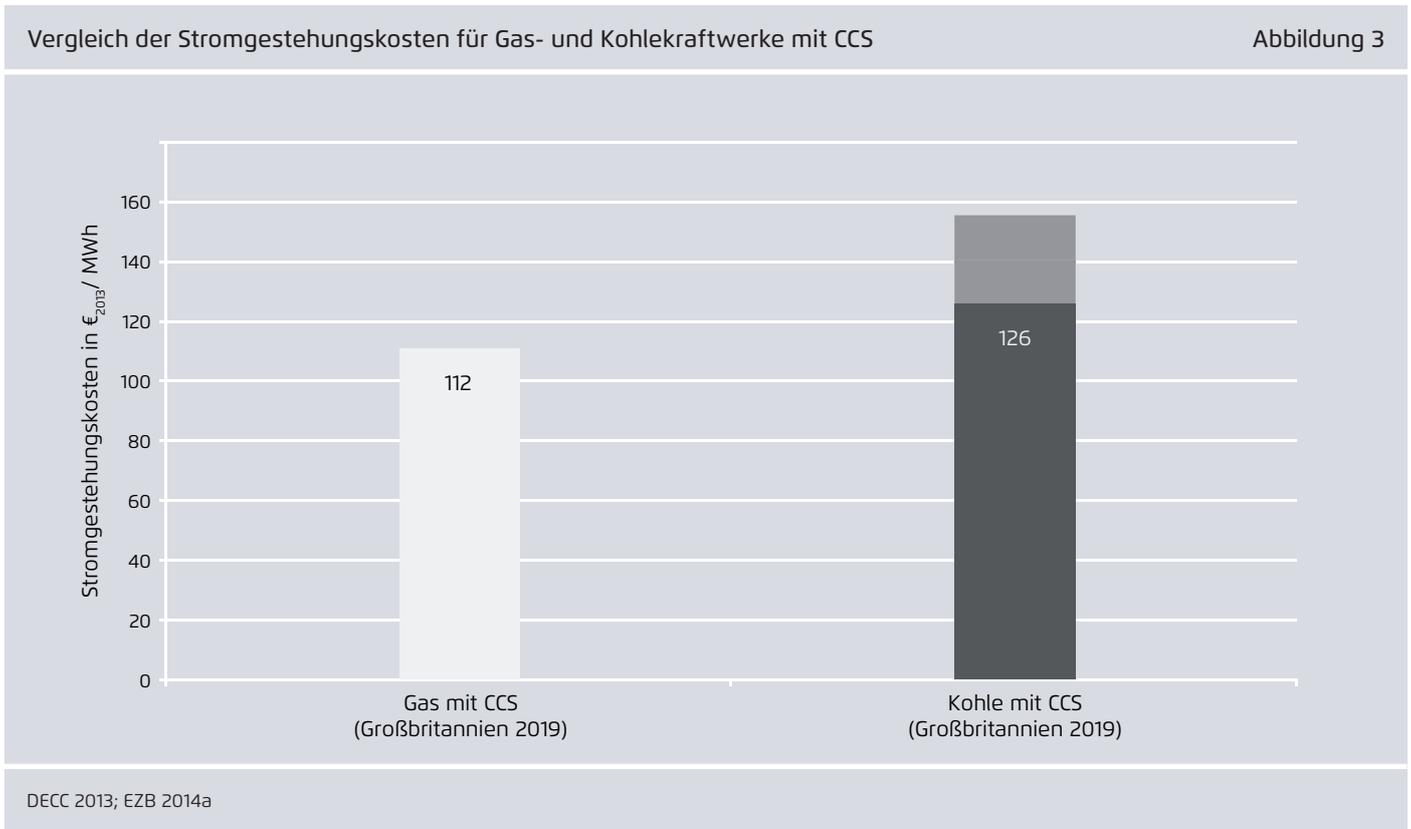
Neue Kernkraft in Großbritannien wird gemäß der HPC-Vereinbarung mit real 112 Euro₂₀₁₃/MWh vergütet. Die Vergütung für Freiflächenphotovoltaik in Deutschland dagegen beträgt im Jahresdurchschnitt über 35 Jahre 73 Euro₂₀₁₃/MWh, die für Windkraft an ertragreichen Standorten 56 Euro₂₀₁₃/MWh. Selbst die noch sehr junge Technologie Offshore-Windkraft, von der im Januar 2014 erst 520 MW an Kapazität installiert waren, wird nur mit 95 Euro₂₀₁₃/MWh vergütet, also 15 Prozent niedriger als neue Kernkraft in Großbritannien.

Insgesamt kosten Onshore-Windkraft an Standorten mit gutem Ertragspotenzial und große Freiflächenphotovoltaik deutlich weniger als neue Kernkraft.

3.2 Gesteherungskosten für unterschiedliche Arten der fossilen Stromerzeugung mit CCS

Für neue Technologien auf der Basis fossiler Brennstoffe gibt es derzeit keine festen staatlichen Vergütungszahlungen. Kostenschätzungen dazu finden sich jedoch in mehreren Studien. Am besten lassen sich die jeweiligen Kosten als Stromgestehungskosten ausdrücken. Diese enthalten aber keine weiteren Kostenkomponenten, die für ein Gesamtenergiesystem anfallen, etwa für den Netzausbau oder ausreichend Reservekapazität.

Abbildung 3 zeigt die Schätzung der Stromgestehungskosten des britischen Department of Energy & Climate Change für das Jahr 2019. Die Gesteherungskosten für Gas-kraftwerke mit CCS belaufen sich demnach auf 112 Euro₂₀₁₃/MWh, für Kohlekraftwerke mit CCS auf 126 Euro₂₀₁₃/MWh



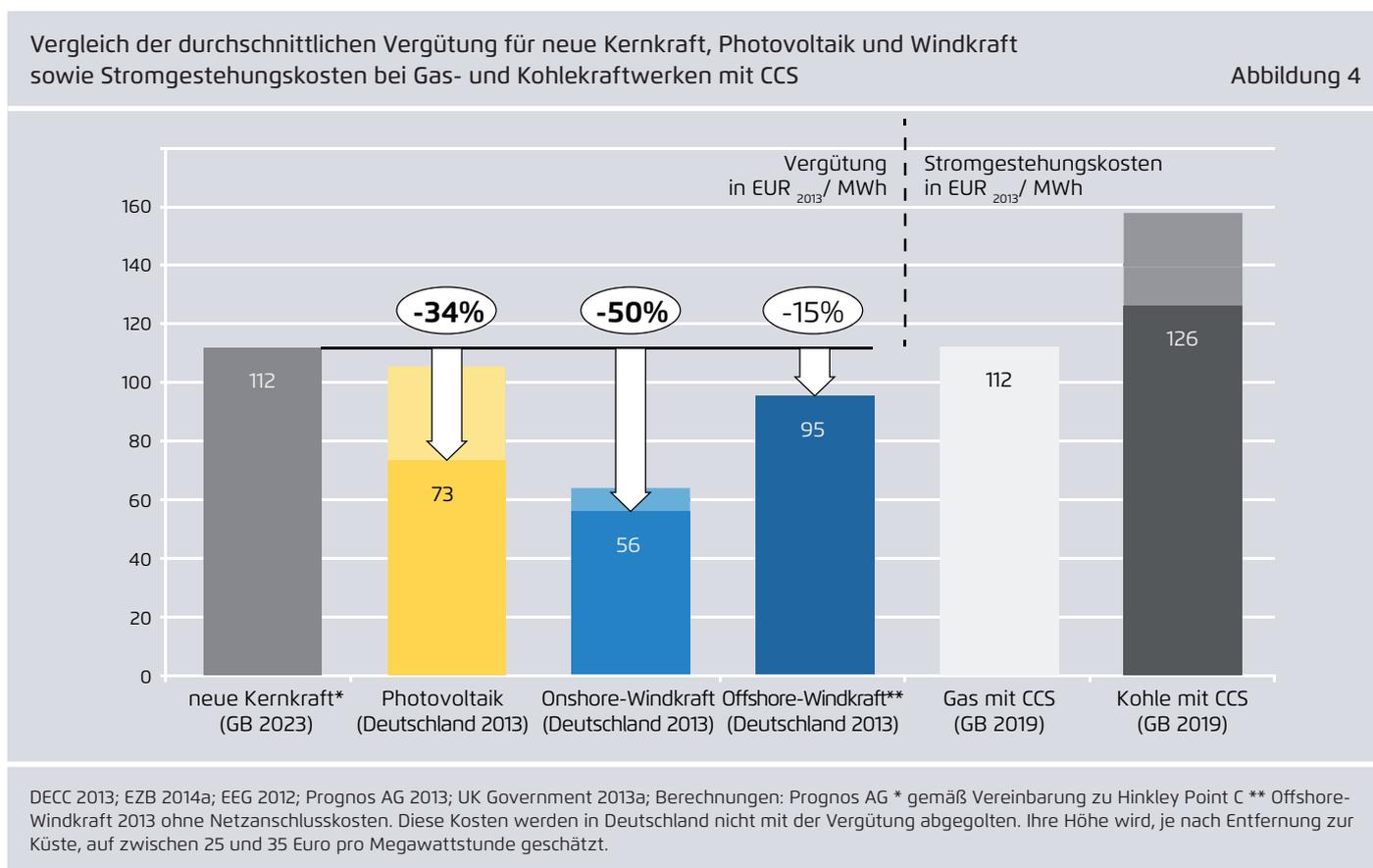
(beim Oxyfuel-Verfahren) oder mehr (bei der Nutzung der Kohlevergasung mit CCS) (DECC 2013). Die Verwendung von CCS bei fossilen Kraftwerken erhöht also die Kosten dieser Stromerzeugungstechnologien.⁴

3.3 Zusammenfassung: Vergütung und Stromgestehungskosten für unterschiedliche kohlenstoffarme Technologien

Abbildung 4 zeigt die Angaben zu Vergütungen und Gesteungskosten aus den vorigen beiden Abschnitten zusammen: die durchschnittliche Vergütung in Euro zu 2013er-Preisen über 35 Jahre für neue Kernkraft in Großbritannien sowie für Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windkraft in Deutschland, und dazu die Gesteungskosten für Strom aus

Gas- beziehungsweise Kohlekraftwerken mit CCS. Soweit Bandbreiten angegeben sind, erklären sich diese durch unterschiedliche Anlagengrößen (bei Photovoltaik), Ertragspotenziale (bei Onshore-Windkraft) oder verschiedene CCS-Technologien (bei Kohle).⁵

Die Vergütung für neue Kernkraft in Großbritannien wird nach der HPC-Vereinbarung real 112 Euro₂₀₁₃/MWh betragen. Die Vergütung für Freiflächenphotovoltaik dagegen ist 34 Prozent niedriger, für Windkraft an guten Standorten sogar rund 50 Prozent. Offshore-Windkraft erhält eine um 15 Prozent niedrigere Vergütung als neue Kernkraft. Die Kosten für Gas mit CCS werden ungefähr gleich hoch geschätzt wie für neue Kernkraft; für Kohle mit CCS lautet die Schätzung 126 Euro₂₀₁₃/MWh oder mehr.



4 Wie in Tabelle 2 im Anhang zu sehen, ist zum Beispiel Gas-CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) ohne CCS 10 bis 25 Prozent günstiger; der genaue Wert hängt von der Zahl der Volllaststunden und vom Nettowirkungsgrad ab.

5 Bei Kohle: Gasifizierung mit CCS sowie ASC mit Sauerstoff-Verbrennung und CCS; Hinweis: Die CCS-Zahlen beziehen sich auf einen Zeithorizont von 25 Jahren (DECC 2013).

Insgesamt stellen Onshore-Windkraft an guten Standorten und Freiflächensolarkraftwerke die kohlenstoffarmen Technologien mit den geringsten Stromgestehungskosten dar. Kernkraftwerke sowie Gas- oder Kohlekraftwerke mit CCS dagegen sind die kohlenstoffarmen Technologien mit den höchsten Kosten.

4 Analyse der Kosten von Stromerzeugungssystemen

Einfache Vergleiche der Kosten für unterschiedliche Technologien wie die oben präsentierten berücksichtigen nicht alle Anforderungen für ein vollständiges Stromerzeugungssystem. So braucht es bei Erneuerbaren Energien Reservekapazitäten, um ihre inhärente Variabilität auszugleichen. Kernkraftwerke wiederum müssen, um eine wirtschaftlich sinnvolle Auslastung zu erreichen, von flexiblen Spitzenlastkraftwerken begleitet werden. Aus diesem Grund erfordert der Vergleich von kohlenstoffarmen Systemen eine Analyse unterschiedlicher Erzeugungsportfolios.

4.1 Betrachtete Systeme

Um zu klären, ob ein Energiemix mit Kernkraft und Gas billiger ist oder eine Kombination von erneuerbaren Quellen mit Gas, ist eine Abschätzung der jährlichen Gesamtkosten für diese zwei unterschiedlichen Energiesysteme erforderlich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass beide Systeme zu jedem beliebigen Zeitpunkt sowohl genügend Stromproduktion (MWh) als auch genügend Erzeugungskapazität (MW) aufweisen müssen. Beide hier vorgestellten Systeme sind so ausgelegt, dass sie ein reales, auf ein Gigawatt standardisiertes, Lastprofil aus Deutschland abdecken können; die Durchschnittslast beträgt dabei ein Gigawatt, die Mindestlast 0,6 Gigawatt und die Spitzenlast 1,4 Gigawatt. Das erste betrachtete System besteht aus einer Kombination von erneuerbaren Quellen (Onshore-Windkraft und Photovoltaik) mit Gaskraftwerken (GuD und GT). Das zweite System setzt sich aus Kernkraft und Gas (nur GuD) zusammen.

Beide Systeme sind so ausgelegt, dass darin 50 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehungsweise mit Kernkraft produziert werden; die übrigen 50 Prozent stammen jeweils von Gaskraftwerken. Damit wird in beiden Fällen dieselbe Menge Strom aus Gas produziert, sodass die Kohlendioxidemissionen annähernd identisch sind.⁶ Zu-

gleich haben auch Änderungen bei den Annahmen zu den zukünftigen Preisen für Gas und CO₂-Emissionsrechte für beide Systeme dieselben Folgen. Unsere Ergebnisse werden von derartigen Preisbewegungen also nicht infrage gestellt.

Die vorliegende Analyse beschränkt sich auf Stromerzeugungskosten und Reservekapazität. Die Kosten des Netzausbaus werden nicht berücksichtigt, weil sie in hohem Maß von der schon bestehenden Infrastruktur abhängen. Ihre wahrscheinlichen Auswirkungen auf die Ergebnisse des Kostenvergleichs werden jedoch im letzten Teil dieser Studie angesprochen.

Abbildung 5 zeigt Beispiele für die stündliche Stromproduktion in den zwei alternativen Energiesystemen im Verlauf einer Woche. In beiden Fällen wird die Residuallast, für die schwankende erneuerbare Quellen oder Kernkraft nicht ausreichen, von Gaskraftwerken abgedeckt. Im linken Bild variiert die Erzeugung ebenso wie die Last, sodass es für die Gaskraftwerke mehr auszugleichen gibt; im rechten Bild ist lediglich die Stromnachfrage schwankend.

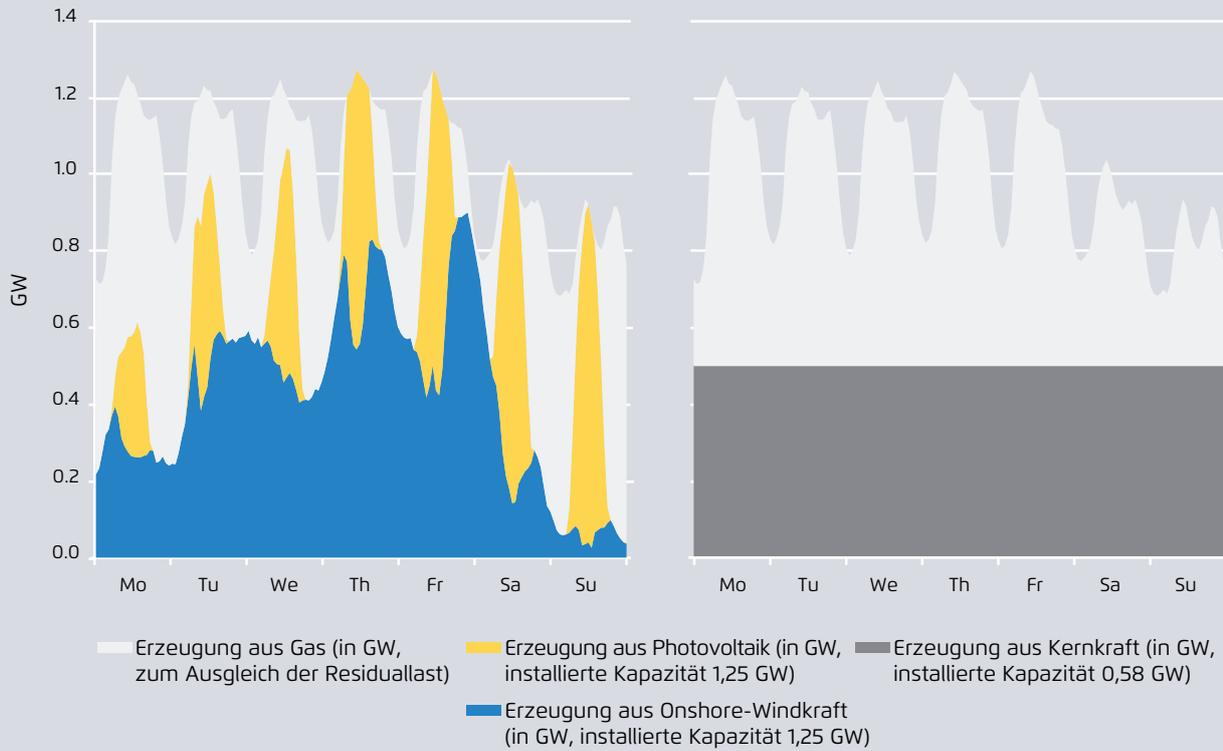
Unsere Analyse basiert auf einem historischen Lastprofil für Deutschland und auf einer detaillierten Modellierung der Stromerzeugung aus Onshore-Windkraft und Photovoltaik, erstellt vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (Consentec et al. 2013).⁷ Die Ausgestaltung des Systems führt dazu, dass eine Abregelung von Erneuerbaren Energien nur selten erforderlich ist. Dementsprechend erfolgt unsere Abschätzung ohne Einbeziehung von Speichertechnologien.

⁶ Unsicherheitsfaktoren in Bezug auf die Treibhausgasemissionen von Kernkraft und erneuerbaren Energiequellen über den gesamten Lebenszyklus werden in IPCC (2011) diskutiert.

⁷ Im Wetterjahr 2011 kamen so insgesamt 8.760 Stunden zusammen. Detaillierte Annahmen für die Modellierung und weitere Daten sind verfügbar unter www.agora-energiewende.de/themen/optimierung/detailansicht/article/das-stromsystem-in-deutschland-2033-richtet-sich-nach-wind-und-sonne/

Beispielhafter Vergleich der stündlichen Stromerzeugung während einer Woche im System mit Erneuerbaren Energien und Gas (links) sowie im System mit Kernkraft und Gas (rechts)

Abbildung 5



Eigene Darstellung, Fraunhofer IWES

4.2 Installierte Kapazität und jährliche Stromproduktion

Die zwei betrachteten Systeme nutzen zur sicheren Abdeckung der Stromnachfrage unterschiedliche Kraftwerksarten. Das erste System besteht aus installierten Kapazitäten für Onshore-Windkraft und Photovoltaik in Höhe von jeweils 1,25 Gigawatt (GW). Bei durchschnittlich 2.497 Volllaststunden pro Jahr für Windkraft und 1016 für Photovoltaik ergibt sich eine Gesamtstromproduktion aus erneuerbaren Quellen von 4.391 Gigawattstunden (GWh), von denen 69 GWh abgeregelt werden müssen (siehe unten). Im zweiten System beträgt die installierte Kernkraftkapazität 0,5 GW, etwas weniger als die Mindestlast im Referenzjahr. Aufgrund regelmäßiger Wartung laufen Kernkraftwerke nur 7.500 Stunden pro Jahr. Als Folge davon muss die tatsächlich installierte Kapazität über 0,5 GW

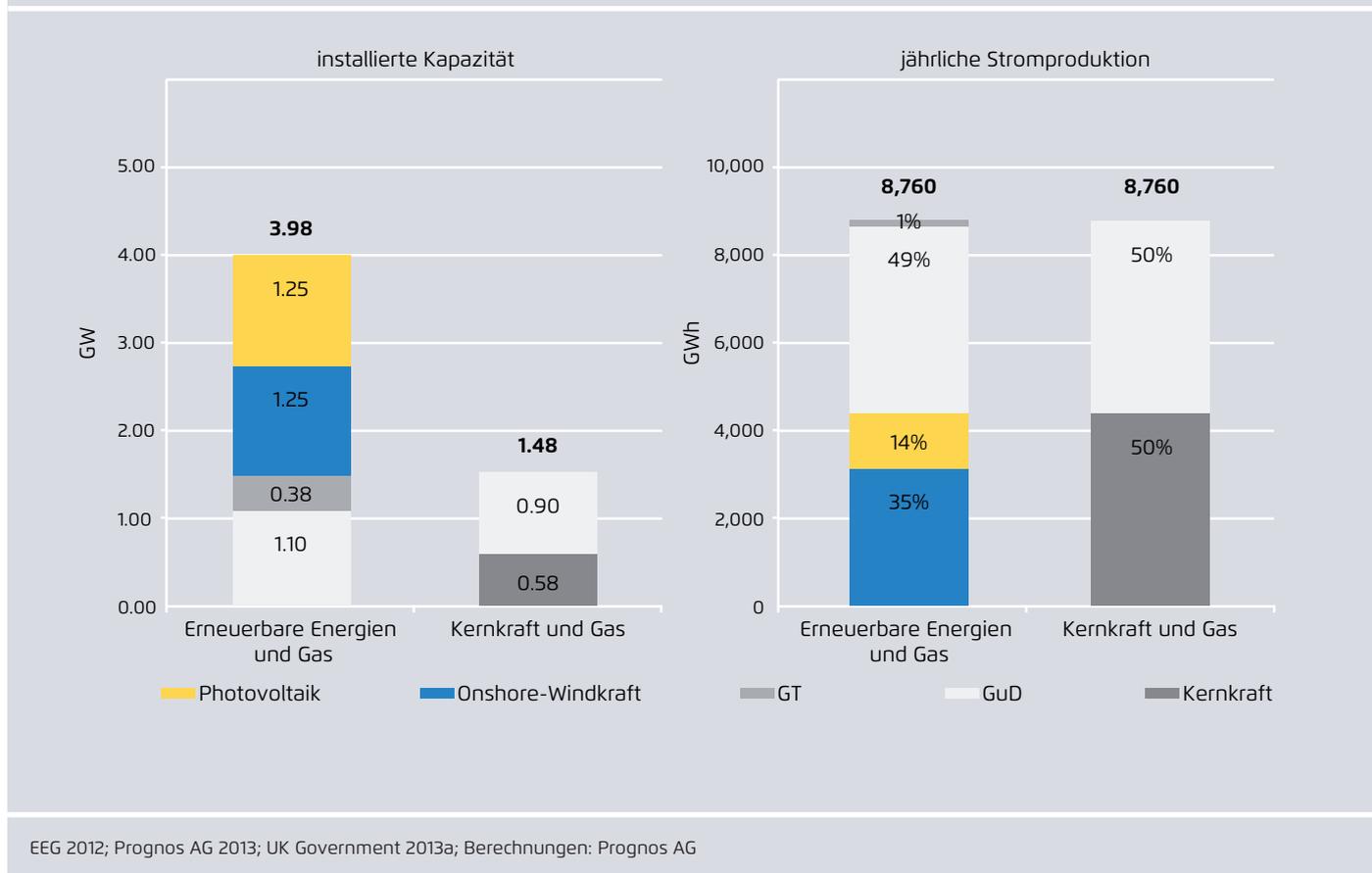
liegen und beläuft sich auf 0,584 GW. Damit werden pro Jahr 4.380 GWh an Nuklearstrom produziert.

Zur Abdeckung der Residuallast wird in beiden Energiesystemen Gas eingesetzt. Die für den Ausgleich notwendige Kraftwerkskapazität entspricht dabei jeweils der maximalen stündlichen Residuallast. Wie in Abbildung 6 (linkes Bild) zu sehen, erfordert das erneuerbare Energiesystem eine installierte Gaskapazität von 1,48 GW – ausreichend für die gesamte Spitzenlast; für das Kernkraftsystem wird eine Gas-Reservekapazität von 0,9 GW gebraucht.

Die installierte Gesamtkapazität des Systems aus erneuerbaren Quellen und Gas beläuft sich auf 3,98 GW, die des Systems mit Kernkraft und Gas auf 1,48 GW. Das Volumen an regelfähiger Erzeugungskapazität für den jederzeitigen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch beträgt in beiden Fällen 1,48 GW. Insgesamt ist die installierte Kapa-

Vergleich der installierten Kapazität (in GW) und der jährlichen Stromproduktion (in GWh)

Abbildung 6



azität des Erneuerbare-und-Gas-Systems mehr als 2,5-mal höher als die des Kernkraft-und-Gas-Systems.

Auf der rechten Seite von Abbildung 6 ist die jährliche Energieerzeugung der beiden Systeme zu sehen. Beide produzieren insgesamt 8.760 GWh pro Jahr, von denen jeweils 50 Prozent aus Gaskraftwerken stammen.

Im System mit erneuerbaren Quellen und Gas macht Windkraft rund 35 Prozent der jährlichen Stromerzeugung aus, Photovoltaik rund 14 Prozent. Etwa 49 Prozent des Stroms werden von GuD-Kraftwerken produziert, ein Prozent von GT-Kraftwerken.⁸ Die Auslastung der GT-Kraftwerke beträgt nur 289 Stunden pro Jahr. Die Gesamtmenge an variablem Strom, der die Last übersteigt und deshalb abgeregelt

⁸ Windkraft: 35,2 Prozent; Photovoltaik: 14,1 Prozent; GuD: 49,4 Prozent; GT: 1,3 Prozent

werden muss, beträgt 69 GWh oder 0,8 Prozent der gesamten Erzeugung. Beim Kernkraft- und Gassystem stammen 50 Prozent der jährlichen Stromerzeugung aus Kernkraft, die übrigen 50 Prozent aus GuD.

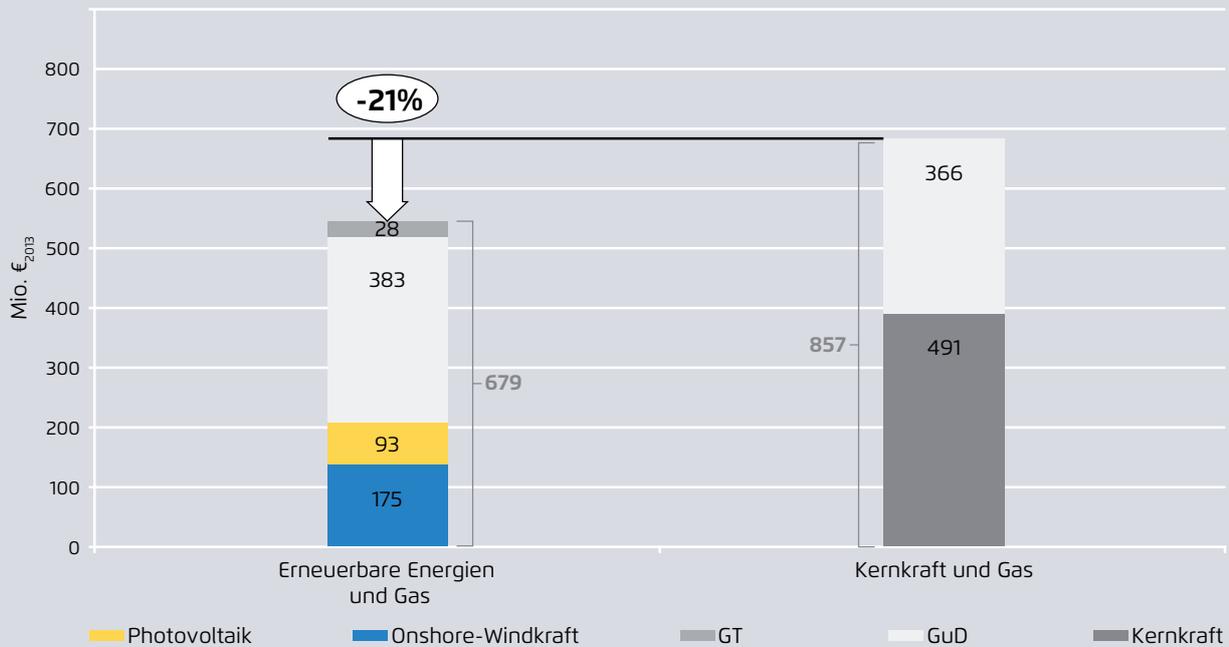
Zusammengenommen entspricht die Stromproduktion aus Wind- und Solarkraft im ersten System der nuklearen Stromproduktion im zweiten. Die Stromproduktion mittels Gas ist in beiden Energiesystemen gleich hoch.

4.3 Jährliche Kosten der Stromerzeugungssysteme

Beim letzten Schritt unserer Analyse geht es darum, für beide Systeme die jährlichen Gesamtkosten abzuschätzen, also einschließlich der Kosten für Stromproduktion und Versorgungssicherheit. Wir berechnen diese Kosten auf der Basis der Vergütungsniveaus aus Abbildung 4. Für

Vergleich der jährlichen Systemkosten

Abbildung 7



EZB 2014a; EEG 2012; Prognos AG 2013; UK Government 2013a; Berechnungen: Prognos AG.

GuD- und GT-Kraftwerke arbeiten wir mit Angaben zu den Stromgestehungskosten ⁹, die wir entsprechend den im jeweiligen System anfallenden Volllaststunden anpassen (siehe Anhang).

Wie in Abbildung 7 zu sehen, machen Onshore-Windkraft (175 Millionen Euro₂₀₁₃) und Photovoltaik (93 Millionen Euro₂₀₁₃) zusammen 40 Prozent der jährlichen Systemkosten, aber (wie Abbildung 6 zeigt) 50 Prozent der jährlichen Stromproduktion aus. Die Kosten enthalten entsprechend aktuellem deutschem Recht auch die Einspeisevergütung für die Menge an Erneuerbaren-Strom, die aberegelt wird und nicht genutzt werden kann (69 GWh). Zusammen mit den Kosten für GuD- (383 Millionen Euro₂₀₁₃) und GT-Kraftwerke (28 Millionen Euro₂₀₁₃) belaufen sich die Kosten des Stromsystems aus erneuerbaren Quellen und Gas auf insgesamt 679 Millionen Euro₂₀₁₃ pro Jahr.

Die jährlichen Systemkosten für Kernkraft und Gas dagegen schätzen wir auf 491 Millionen Euro₂₀₁₃ für den Kernkraftteil plus 366 Millionen Euro₂₀₁₃ für GuD-Kraftwerke, also insgesamt auf 857 Millionen Euro₂₀₁₃ pro Jahr.

Eine genauere Betrachtung der Kosten für Strom aus Gas-Kraftwerken zeigt die höheren Kosten für Reservekapazität in einem System, das weitgehend auf erneuerbaren Quellen basiert: Die Kosten für die Produktion derselben Strommenge sind in diesem System 45 Millionen Euro₂₀₁₃ höher als im Kernkraftsystem. Dieser Unterschied ergibt sich aus dem Bedarf an mehr sicherer Erzeugungskapazität mittels Gas. Jedoch sind die Kosten für die 50 Prozent an kohlenstoffarmer Stromerzeugung im Erneuerbaren-System deutlich geringer als bei Kernkraft: Dieser Anteil kostet hier 223 Millionen Euro₂₀₁₃ weniger. Dies ist mehr als ausreichend, um die zusätzlichen 45 Millionen Euro₂₀₁₃ für die höhere Gas-Reservekapazität auszugleichen.

⁹ auf Basis von Prognos AG (2013)

Insgesamt lautet unser Ergebnis auf Grundlage der aktuellen Kosten für erneuerbare Energiequellen: Das Energiesystem mit erneuerbaren Quellen und Gas ist etwa 20 Prozent günstiger als das System mit Kernkraft und Gas.

5 Diskussion und Fazit

Unsere Analyse hat gezeigt: Ein Energiesystem auf der Grundlage variabler Photovoltaik und Onshore-Windkraft sowie regelfähiger Gas-Reservekapazität ist mit deutlich geringeren Kosten verbunden als ein System auf der Grundlage von Kernkraft und Gas.

Hinsichtlich der anfallenden Kohlendioxidemissionen sind die beiden untersuchten Systeme ähnlich, da jeweils ähnlich viel Gas für die Stromerzeugung verwendet wird. Die hier präsentierten Kostenschätzungen verstehen sich ohne Netzkosten, mögliche weitere Systemkosten (etwa für Spannungs- und Frequenzregelung) sowie Kostendifferenzen in Zusammenhang mit der Betriebsweise der Gaskraftwerke (etwa durch schnelleres Hochfahren). Die vorliegenden Untersuchungen über die Bedeutung solcher Kostenkomponenten für die Gesamtkosten (IEA 2014) lassen jedoch die Annahme zu, dass ihre Einbeziehung das Ergebnis unserer Studie nicht grundlegend verändern würde. Darüber hinaus haben wir auch externe Effekte und Risiken bei den unterschiedlichen Erzeugungsarten nicht berücksichtigt. Die Frage, ob möglicherweise zusätzliche Infrastrukturen wie etwa Gasleitungen erforderlich sind, wird in dieser Analyse ebenfalls außer Acht gelassen.

Will man Photovoltaik und Onshore-Windkraft zwischen verschiedenen Regionen Europas vergleichen, so erfordert dies eine Einbeziehung unterschiedlicher Ertragspotenziale und damit Stromgestehungskosten. So liegt das Photovoltaikpotenzial in Großbritannien zumeist unter dem deutschen, während es sich bei Windkraft genau andersherum verhält. Zudem können die Gestehungskosten auch in Abhängigkeit von lokalen Unterschieden bei den Stromerzeugungstechnologien schwanken, etwa bei den Finanzierungskosten. Trotzdem sollte diese Analyse eine gute Abschätzung der aktuellen Wettbewerbsfähigkeit von Photovoltaik und Windkraft gegenüber Kernkraft darstellen, die auch für viele andere Regionen Europas Gültigkeit hat.

Ein System mit einem hohen Anteil von Erzeugung mittels Kohle oder Gas mit CCS wurde in unserer Analyse der

Kosten von Stromerzeugungssystemen nicht untersucht. Bereits der Vergleich der Stromgestehungskosten zeigt jedoch deutlich, dass diese Technologien in etwa gleich teuer sind wie Kernkraft und im Vergleich zu Photovoltaik und Onshore-Windkraft schlechter abschneiden.

Für die Zukunft ist zu erwarten, dass die Kosten für Strom aus Photovoltaik und Windkraft aufgrund weiterer technischer Fortschritte weiter sinken werden. Solche künftigen Kostensenkungen wurden in dieser Analyse nicht berücksichtigt, sodass unsere Schätzung für den Kostenvorteil eines Systems mit erneuerbaren Quellen eher konservativ ist. Ähnlich haben wir auch mögliche Kostensenkungen für neuere Kernkraftwerke nicht berücksichtigt; angesichts der bisherigen Entwicklung dürften diese allerdings weniger drastisch ausfallen. In zehn Jahren soll gemäß der HPC-Vereinbarung das neue Kernkraftwerk Hinkley Point C ans Netz gehen. Zu diesem Zeitpunkt dürften Erneuerbare Energien im Kostenwettbewerb mit Kernkraft noch besser abschneiden, als sie es schon heute tun.

6 Literatur

Consentec et al. (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland: Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*, Consentec, Fraunhofer IWES, Agora Energiewende, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf

DECC (2013): *Electricity generation costs 2013*, UK Department of Energy & Climate Change, July 2013, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf

EC (2009): *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC* (Text with EEA relevance), <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:EN:PDF>

EC (2014): *Communication „A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030“* [COM(2014) 15], 22.01.2014, http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/com_2014_15_en.pdf

ECB (2014a): *Euro exchange rates GBP on 21 October 2013*. (1 EUR = 0.84650 GBP) European Central Bank <http://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-gbp.en.html>

ECB (2014b): *The definition of price stability*. European Central Bank <http://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.en.html>

EEG (2012): *Erneuerbare Energien Gesetz 2012*. <http://www.erneuerbare-energien.de/en/topics/acts-and-ordinances/renewable-energy-sources-act/eeg-2012/?cHash=816f8cc23fe06c8f81ed0897140ba585>

IEA (2013): *World Energy Outlook 2013*, International Energy Agency, Paris, <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>

IEA (2014): *The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems*. International Energy Agency. International Energy Agency, Paris, <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=465>

IPCC (2011): *Renewable Energy in the Context of Sustainable Development. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer et al. (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA., <http://srren.ipcc-wg3.de/report>

OECD (2012): *Nuclear energy and renewables: system effects in low-carbon electricity systems*, ISBN 978-92-64-18851-8, <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>

ONS (2014): *Consumer price indices. Consumer price inflation reference tables*, Office for National Statistics. <http://www.ons.gov.uk/ons/rel/cpi/consumer-price-indices/january-2014/consumer-price-inflation-reference-tables.xls>

Prognos AG (2013): *Entwicklung von Stromproduktionskosten: Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*, October 2013, http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/131010_Studie_Belec-tric_Freiflaechen_Solarkraftwerke.pdf

UK Government (2013a): *Initial Agreement reached on new nuclear power station at Hinkley*, Press release as of 21 October 2013, www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley

UK Government (2013b): *UK carbon capture and storage: government funding and support*. CCS Commercialisation Competition. Updated 9 December 2013, <https://www.gov.uk/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support>

7 Anhang: Annahmen und Stromgestehungskosten für Gas-und-Dampf- und Gasturbinen-Kraftwerke

Preisannahmen für Gas und CO ₂ -Zertifikate								Tabelle 1
Brennstoff	2013	2018	2023	2028	2033	2038	2043	2048
Gaspreis in € ₂₀₁₃ /MWh	26,5	26,2	29,1	32,0	34,2	37,4	41,1	44,0
CO ₂ -Zertifikate-Preis in € ₂₀₁₃ /t	5,0	14,8	23,0	28,6	34,0	39,6	45,0	49,4
Prognos AG 2013								

Annahmen und Stromgestehungskosten für GuD-Kraftwerke		Tabelle 2
Overnight-Baukosten, in € ₂₀₁₃ /kW		1.000
fixe Instandhaltungskosten pro Jahr, in € ₂₀₁₃ /MW		20.000
Nettowirkungsgrad, in %		58,0%
variable Instandhaltungskosten pro Jahr, in € ₂₀₁₃ /MWh		1,0
spezifischer CO ₂ -Faktor Primärbrennstoff, in g/kWh		202
gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten, real		7,5%
Stromgestehungskosten bei 3.933 Volllaststunden im System mit erneuerbaren Quellen, in € ₂₀₁₃ /MWh		88,6
Stromgestehungskosten bei 5.009 Volllaststunden im System mit Kernkraft, in € ₂₀₁₃ /MWh		83,6
Prognos AG 2013, bereinigt anhand der Volllaststunden in den zwei betrachteten Systemen. Hinweis: Die Stromgestehungskosten können aufgrund der speziellen Finanzierungsbedingungen auch nach Regionen oder Ländern variieren (DECC 2013).		

7 Anhang: Annahmen und Stromgestehungskosten für Gas-und-Dampf- und Gasturbinen-Kraftwerke

Annahmen und Stromgestehungskosten für GT-Kraftwerke	Tabelle 3
Overnight-Baukosten, in € ₂₀₁₃ /kW	450
feste Instandhaltungskosten pro Jahr, in € ₂₀₁₃ /MW	9.000
Nettowirkungsgrad, in %	38,0%
variable Instandhaltungskosten pro Jahr, in € ₂₀₁₃ /MWh	1,0
spezifischer CO ₂ -Faktor Primärbrennstoff, in g/kWh	202
gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten, real	7,5%
Stromgestehungskosten bei 289 Volllaststunden im System mit erneuerbaren Quellen, in € ₂₀₁₃ /MWh	252,6
<small>Prognos AG 2013, bereinigt anhand der Volllaststunden im hier betrachteten System. Hinweis: Die Stromgestehungskosten können aufgrund der speziellen Finanzierungsbedingungen auch nach Regionen oder Ländern variieren (DECC 2013).</small>	

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO2 Emissions, 2010-2030

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

