

Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Prof. Dr.-Ing. A. Voß

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy · Institut d'Economie Energétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie

Arbeitsbericht

**Erzeugungskosten
zur Bereitstellung
elektrischer Energie
von Kraftwerks-
optionen in 2015**

S. Wissel, U. Fahl,
M. Blesl, A. Voß

Nr. 8

August 2010

Inhaltsangabe

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	II
TABELLENVERZEICHNIS	IV
1 EINLEITUNG	1
2 TECHNISCH-ÖKONOMISCHE CHARAKTERISIERUNG NEUER KRAFTWERKSOPTIONEN.....	3
2.1 MARKTENTWICKLUNG FÜR KRAFTWERKE	4
2.2 TECHNISCH-ÖKONOMISCHE KENNGRÖßEN DER REFERENZKRAFTWERKE (2015).....	7
2.3 CARBON CAPTURE AND STORAGE - TECHNOLOGIE	9
2.4 ENTWICKLUNG DER ENERGIETRÄGER- UND CO ₂ -ZERTIFIKATSPREISE	12
3 STROMERZEUGUNGSKOSTEN IM VERGLEICH.....	16
3.1 STROMERZEUGUNGSKOSTEN	16
3.2 VARIATION DER DISKONTRATE	18
3.3 VARIATION DER ENERGIETRÄGERPREISE	19
3.4 VARIATION DER JÄHRLICHEN VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN.....	20
3.5 CARBON-CAPTURE AND STORAGE-TECHNOLOGIE	21
4 SENSITIVITÄTSANALYSEN	25
4.1 SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR FOSSILE/NUKLEARE KRAFTWERKE	25
4.2 SENSITIVITÄTSANALYSE FÜR TECHNOLOGIEN ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEQUELLEN	28
5 ZUSAMMENFASSUNG	33
6 ANHANG.....	36
LITERATURVERZEICHNIS	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Rohstoffpreisindizes ausgewählter Baustoffe /DESTATIS 2009/.....	5
Abbildung 2.2:	Anteil der Rohstoffkosten an den Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke	6
Abbildung 3.1:	Kosten der Elektrizitätsgewinnung ausgewählter Kraftwerke, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %, Energieträgerpreisentwicklung: Basis)	17
Abbildung 3.2:	Elektrizitätserzeugungskosten ausgewählter Kraftwerke bei einer Diskontrate von 5 bzw. 10 %, Inbetriebnahmejahr 2015 (Energieträgerpreisentwicklung: Basis).....	18
Abbildung 3.3:	Erzeugungskosten ausgewählter Kraftwerke bei den Energieträgerpreisprojektionen „Basis“ und „Alternativ“ (Alt.), Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)	19
Abbildung 3.4:	Stromgestehungskosten ausgewählter thermischer Kraftwerke und der Windenergie (Offshore) in Abhängigkeit der Auslastung (Diskontrate 7,5 %)	21
Abbildung 3.5:	Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke mit und ohne CO ₂ - Abtrennung, Energieträgerpreisentwicklung „Basis“ (Diskontrate: 7,5 %)	23
Abbildung 3.6:	Stromgestehungskosten der fossilen Kraftwerke ohne CO ₂ -Abtrennung in Abhängigkeit vom CO ₂ -Zertifikatepreis und Ermittlung der zertifikatebedingten Break-Even-Punkte für Kraftwerke mit CO ₂ - Abtrennung bei der Brennstoffpreisentwicklung „Basis“ (Diskontrate 7,5 %)	24
Abbildung 4.1:	Sensitivitätsanalyse für das Steinkohle-Kondensationskraftwerk, Inbetriebnahme-jahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %).....	26
Abbildung 4.2:	Sensitivitätsanalyse für das Erdgas-Kombikraftwerk, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)	27
Abbildung 4.3:	Sensitivitätsanalyse ausgewählter fossiler Kraftwerke und der Kernenergie, bei maximaler und minimaler Abweichung der Stromgestehungskosten gegenüber den Referenzannahmen, Inbetriebnahmejahr 2015 bzw. 2020 (Diskontrate 7,5 %)	28
Abbildung 4.4:	Sensitivitätsanalyse für Wind-Onshore, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)	30

Abbildung 4.5: Sensitivitätsanalyse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)	31
Abbildung 4.6: Sensitivitätsanalyse für Stromerzeugungstechnologien auf der Basis von erneuerbare Energien bei maximaler und minimaler Abweichung vom Basiswert (Diskontrate 7,5 %)	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Technische und ökonomische Parameter der Referenzkraftwerke, Inbetriebnahmejahr 2015.....	7
Tabelle 2.2:	Technische und ökonomische Parameter der CCS-Kraftwerke, Inbetriebnahme ca. 2020	11
Tabelle 2.3:	Projektion der Energieträgerpreise frei Kraftwerk in den Varianten „Basis“ und „Altalternativ“	14
Tabelle 3.1:	Zusätzliche spezifische Stromgestehungskosten fossilbefeuerter Kraftwerke für jeden weiteren Euro pro Tonne CO ₂	22
Tabelle 5.1:	Tabellarischer Überblick der Stromgestehungskosten (Diskontrate 7,5 %)	34

1 Einleitung

Dieser Arbeitsbericht ist aus Projekten über die zukünftige Entwicklung des nationalen, europäischen und weltweiten Energiesystems entstanden, an denen das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart beteiligt war /IER, RWI, ZEW 2010/, /IEA 2010/. Analysen zur zukünftigen Entwicklung des Energiesystems bauen in der Regel auf einer technisch-ökonomischen Analyse gegenwärtiger oder in naher Zukunft zur Verfügung stehender Energieumwandlungstechnologien auf.

Als Zielsetzung für den vorliegenden Arbeitsbericht stand im Wesentlichen der ökonomische Vergleich mittels der gesamten Lebenszykluskosten von Optionen zur Elektrizitätserzeugung für den Inbetriebnahmezeitpunkt mit der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten im Vordergrund. Um zahlreiche Aspekte, die Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, zu erfassen, wird eine systematische, vergleichende Analyse der Wirkungen alternativer kostenbestimmender Faktoren technologiespezifisch und technologieübergreifend gegenüber den Referenzannahmen vorgenommen. Darüber hinaus werden technische, ökonomische sowie ökologische Konsequenzen und Vor- und Nachteile der Optionen diskutiert und aufgezeigt. Dabei kann diese Kurzstudie als eine Erweiterung und Aktualisierung des IER-Arbeitsberichts Nr. 4: „Stromerzeugungskosten im Vergleich“ aus dem Jahre 2008 /Wissel et al. 2008/ angesehen werden.

Die Analyse ist in fünf Kapiteln gegliedert. Auf die in der Einleitung festgehaltene Zielsetzung folgt im zweiten Kapitel eine ausführliche technisch-ökonomische Charakterisierung von Kraftwerksoptionen, die heute und zukünftig zur Verfügung stehen könnten. Im dritten Kapitel werden die spezifischen Stromgestehungskosten unter den Basisannahmen ermittelt. Der Fokus liegt hierbei auf einem Kostenvergleich von Kraftwerksoptionen auf der Basis fossiler und nuklearer Energieträger sowie von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger. Das dritte Kapitel wird ergänzt um Kostenvergleiche bei Variation unterschiedlicher Rahmenannahmen, wie Brennstoffpreise, Diskontierungsfaktor und Auslastung. Das vierte Kapitel erweitert den ökonomischen Vergleich mit Sensitivitätsanalysen, um aufzuzeigen wie stabil die im vierten Kapitel ermittelten Ergebnisse bei Parameterveränderungen sind. Die Studie schließt im fünften Kapitel mit der Zusammenfassung der Ergebnisse und der Ableitung von Schlussfolgerungen aus dem umfassenden Vergleich.

Mit diesem Bericht werden Daten und Analysen vorgelegt, die eine Aussage zu den direkten (oder privaten) Lebenszykluskosten verschiedener Stromerzeugungsoptionen unter Berücksichtigung langfristiger Unsicherheiten ermöglichen. Dabei folgt die Untersuchung einer all-

gemein übergeordneten Sichtweise. Die Evaluation und Wirkungsanalyse kann aus Sicht einzelner Unternehmen von diesem Kostenvergleich abweichend sein.

2 Technisch-ökonomische Charakterisierung neuer Kraftwerksoptionen

Der Ausbau des Kraftwerksparks unterliegt langfristigen Überlegungen, in denen der jeweils optimale Kraftwerkstyp unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen standortbezogen ausgewählt wird. Dabei ist zunächst abzuwägen, welche Optionen für den erwarteten Ersatz- und Zuwachsbedarf überhaupt zur Verfügung stehen. Diese werden im Folgenden durch ihre wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter zusammenfassend charakterisiert.

Zu den relevanten technisch-ökonomischen Parametern zur Charakterisierung der Stromerzeugungstechnologien im Hinblick auf die Stromgestehungskosten gehören: die elektrische Netto-Leistung, der elektrische Nutzungsgrad, die spezifischen Investitionskosten sowie die fixen und variablen Kosten des Anlagenbetriebs.

Die **elektrische Netto-Leistung** ist die von einem Kraftwerksblock oder einer Erzeugungseinheit an das Versorgungssystem abgegebene Leistung. Sie berechnet sich als Differenz aus Brutto-Leistung (Leistung an Generatorklemmen) und elektrischer Eigenbedarfsleistung. Unter der Eigenbedarfsleistung ist diejenige elektrische Leistung zu verstehen, die für den Betrieb erforderlicher Neben- und Hilfsanlagen (z. B. Speisewasserpumpen, Kühlwasserpumpen, Ventilatoren, Fremderregungsanlagen etc.) benötigt wird.

Grundsätzlich ist der **Nutzungsgrad** eines Energieumwandlungsprozesses der Quotient aus der Summe der nutzbar abgegebenen Energien und der zugeführten Energien. Er stellt das Zeitintegral des Wirkungsgrades dar, der für einen definierten stationären Zustand die Kenngröße ist. Für Stromerzeugungseinheiten berechnet sich der Nutzungsgrad entsprechend als Quotient aus der Stromerzeugung und der zeitgleich technisch zugeführten oder aus dem natürlichen Dargebot entnommenen Energie. Er kann sowohl brutto als auch netto erfasst werden. Letztgenannte Unterscheidung berücksichtigt die elektrische Arbeit für Neben- und Hilfsanlagen der jeweiligen Erzeugungsanlage (auch: Kraftwerks-Eigenverbrauch).

Die **spezifischen Investitionskosten**¹ sind die für die Errichtung einer Stromerzeugungsanlage aufzuwendenden Kapitalkosten, i. d. R. bezogen auf die installierte elektrische Netto-Leistung. Sie beinhalten Kostenbestandteile, die direkt und indirekt der Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage zuzuordnen sind (hierzu gehören etwa Kosten für vorbereitende Erdarbeiten ebenso wie Material- und Lohnkosten während der Bauphase), oder Kostenbestandteile, die dem Anlagenbetreiber vor oder während der Errichtung entstehen (z. B. Kosten während der Genehmigungsphase oder für die Baustellenleitung). Die Zinsaufwendungen

während der Bauzeit werden über den Kapitalwert (zum Inbetriebnahmezeitpunkt) berücksichtigt, sind aber nicht in den angegebenen spezifischen Investitionskosten enthalten.

Die **Kosten des Anlagenbetriebs** beinhalten alle Kosten der Stromproduktion, die nicht auf die eigentliche Investition (s. o.) oder die Verwendung eines Energieträgers (Brennstoffkosten inkl. Transportkosten und ggf. Steuern) oder CO₂-Zertifikatekosten zurückzuführen sind. Hierzu gehören Kosten der Instandhaltung oder Aufwendungen für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Personal, Verwaltung oder Versicherungen. Gewöhnlich werden diese Betriebskosten anteilig als **variable und fixe Kostenbestandteile** ausgewiesen. Gutschriften für die Veräußerung von mit der Stromerzeugung verbundenen Kuppelprodukten sind ebenso in den variablen Betriebskosten berücksichtigt wie fällige Aufwendungen für die Abfallbeseitigung (Schlämme, Aschen oder sonstige Rückstände).

Die **Brennstoffkosten** sowie die **CO₂-Zertifikatekosten** sind direkt vom Nutzungsgrad des Energieumwandlungsprozesses und der unterstellten Preisentwicklung des Energieträgers bzw. der CO₂-Zertifikate abhängig. Bei Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung ist der Abscheidegrad zu berücksichtigen.

Nach der Betriebsphase fallen **Stilllegungskosten** an, die alle Kosten für Stilllegung und Rückbau bis zur grünen Wiese beinhalten. Die dafür anfallenden Kosten und etwaige Materialgutschriften aus dem Rückbau sind aus heutiger Perspektive nur schwer abzuschätzen. Daher werden einheitlich für alle Stromerzeugungsoptionen 5 %, und für das Kernkraftwerk 15 % der spezifischen Investitionskosten für die Stilllegungskosten zugrunde gelegt /IEA 2010/. Die Stilllegungskosten werden im Ergebnisteil den Kapitalkosten zugeordnet.

2.1 Marktentwicklung für Kraftwerke

Die Investitionskosten für neue Kraftwerke resultieren zu einem erheblichen Teil aus zyklischen Trends des Kraftwerkmarktes. Die Marktentwicklung für Kraftwerke wird einerseits vom Bedarf, wie z. B. dem Wirtschaftswachstum und der Bevölkerung, getrieben. Mit dem Anstieg des Strombedarfs wächst auch der Bedarf für neue Kraftwerke. Andererseits prägen jedoch auch energiepolitische Faktoren, wie die Liberalisierung der Strommärkte, die Bewertung ökologischer Aspekte, die vielfältige Verfügbarkeit unterschiedlicher Technologien, die Marktstruktur bei den Anbietern und bei den Kraftwerksherstellern, die Preisentwicklung auf den Rohstoffmärkten (z. B. Energieträgerpreise, Stahlpreise) oder der Erneuerungsbedarf des Kraftwerksparks die Investitionszyklen in den nationalen und internationalen Kraftwerks-

¹ Im Englischen werden die gesamten Investitionskosten „Overnight Investment Costs“ bezeichnet.

märkten. Die Überlagerung dieser zeitlich und regional unterschiedlichen Faktoren bestimmt die Dynamik der Gesamtentwicklung und die Struktur des Kraftwerksmarktes.

Wegen der Komplexität der Wirkungsmechanismen zwischen den vielschichtigen marktbeeinflussenden Faktoren ist schon alleine von der Marktseite, unabhängig von der Technologieentwicklung, jede Annahme für zukünftige Investitionskosten von Kraftwerken mit Unsicherheiten verbunden.

Gerade in den vergangenen Jahren gab es einen erheblichen Anstieg der Investitionskosten für erdgas- und kohlenbefeuerte Wärmekraftwerke /Carter 2010/. Anlagenhersteller haben diesen Kostenanstieg mit gestiegenen Materialkosten begründet. Abbildung 2.1 bestätigt, dass es tatsächlich seit Beginn des Jahres 2004 einen stetigen Anstieg der Rohstoffpreise relevanter Baustoffe für den Kraftwerksbau gegeben hat. So ist der Preis für niedriglegierten Stahl bis zum dritten Quartal 2008 auf etwa das zweieinhalbfache Niveau gegenüber 2004 angestiegen. Überschlägige Berechnungen über den in Lebenszyklusanalysen erfassten Materialeinsatz /Mayer-Spohn et al. 2007/ für Wärmekraftwerke zeigen, dass der rein materialbezogene Preis- und damit verursachte Kostenanstieg nur einen geringen Anteil an den gesamten Investitionskosten ausmacht.

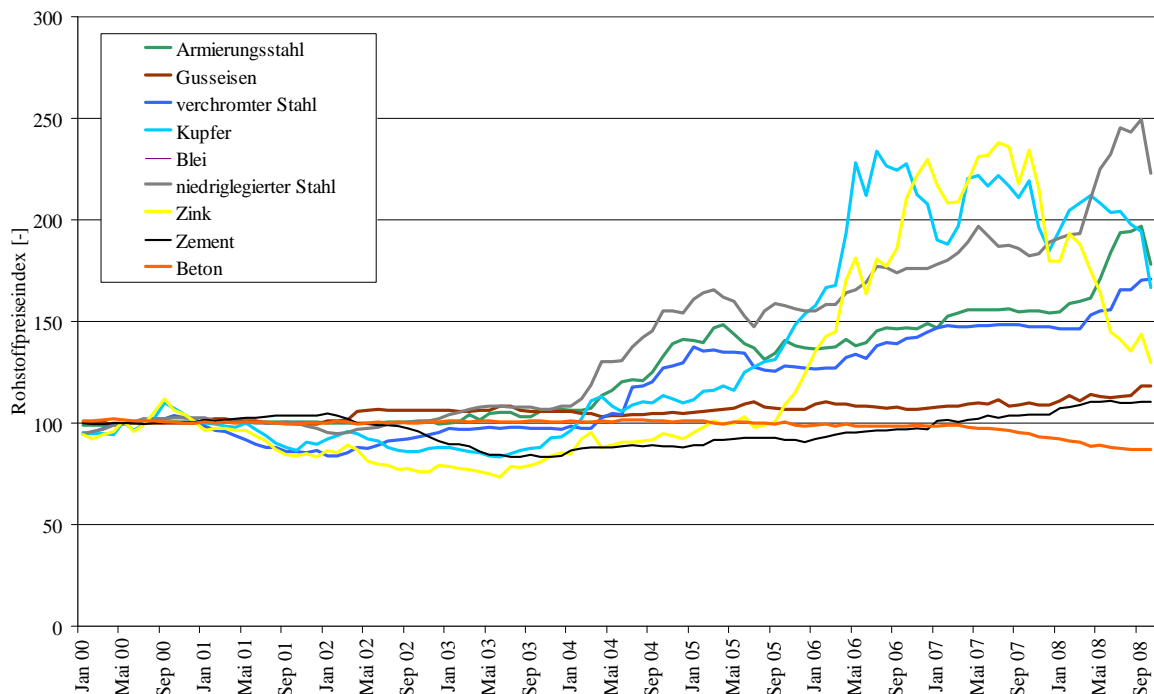


Abbildung 2.1: Rohstoffpreisindizes ausgewählter Baustoffe /DESTATIS 2009/

In Abbildung 2.2 sind in Orientierung an die zuvor erwähnten Lebenszyklusanalysen die anteilig gewichteten Rohstoffpreise als Kostenbestandteile für ein Steinkohlenkraftwerk aufgetragen. Hierbei handelt es sich um eine grobe Bewertung des beim Kraftwerksbau erforderlichen Faktoreinsatzes, da nicht zwischen verschiedenen Fertigungsstufen (Halbzeugen) unterschieden wird. Auch wenn diese Untersuchung einen starken relativen Anstieg der Rohstoffkosten seit dem Jahr 2004 bestätigt, wird ebenfalls deutlich, dass mit dieser überschlägigen Rechnung lediglich ein Teil der Veränderungen der gesamten spezifischen Investitionskosten erklärt werden kann. Dies legt die Vermutung nahe, dass sich die beobachteten Kostenanstiege vielmehr auf die Marktsituation des Kraftwerkskomponentenbaus sowie schlüsselfertiger Kraftwerke („turnkey plants“) zurückführen lassen. Die gegenwärtige Marktsituation ist durch eine konsolidierte Anzahl an Herstellern und Anbietern bestimmt, bei gleichzeitig hoher Nachfrage. In Folge der Banken- und Finanzkrise sind jedoch schon einige geplante Kraftwerksprojekte aufgrund fehlender gesicherter Finanzierungsmöglichkeiten zurückgestellt worden. Es wird unter anderem deshalb von einer leichten Entspannung auf dem nordamerikanischen und europäischen Markt für Kraftwerkskomponenten ausgegangen, während auf dem asiatischen Markt mit erhöhten Fertigungskapazitäten der weiterhin erheblichen Nachfrage begegnet wird.

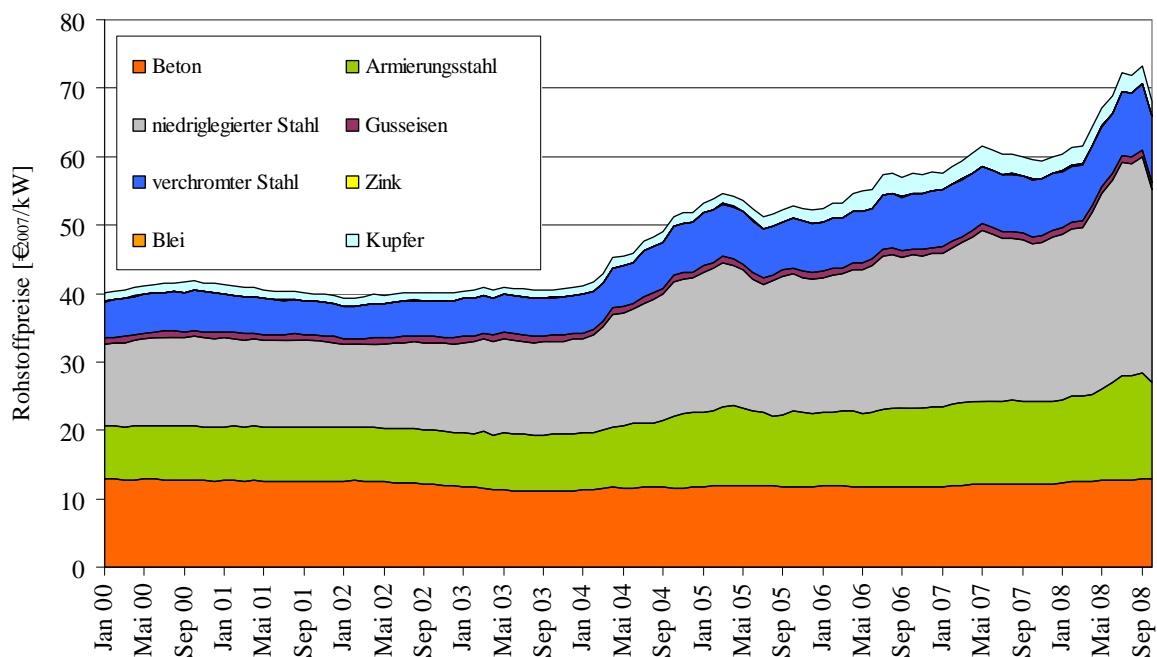


Abbildung 2.2: Anteil der Rohstoffkosten an den Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke

2.2 Technisch-ökonomische Kenngrößen der Referenzkraftwerke (2015)

Für die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Kraftwerkstechnologien sind die in Tabelle 2.1 aufgeführten technischen und ökonomischen Daten für typische Referenzanlagen verwendet worden. Die Zusammenstellung der technischen und ökonomischen Daten erfolgte anhand eines Literatur- und Studienvergleichs und der Auswertung von veröffentlichten, projektspezifischen Kostenangaben sowie durch Gespräche mit Kraftwerksherstellern und -betreibern. Die technischen und ökonomischen Daten werden als repräsentativ für Kraftwerke mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt um etwa 2015 eingeschätzt. Für nahezu alle Technologien haben sich die spezifischen Investitionskosten gegenüber /Wissel et al. 2008/ erhöht. Ausgenommen von dieser Entwicklung ist die Photovoltaiktechnologie, bei der sich insbesondere die Ausweitung der Fertigungskapazitäten bis zum Jahre 2015 reduzierend auf die Kosten der Anlagenhersteller auswirkt.

Tabelle 2.1: Technische und ökonomische Parameter der Referenzkraftwerke, Inbetriebnahmejahr 2015

Energie-träger	Kraftwerks-typ	Elektri-sche Netto-Leistung	Elektrischer Netto-Nutzungs-grad	Tech-nische Nutzungs-dauer	Spezi. Inves-titions-kosten ²	Betriebskosten		Vollbe-nutzungs-stunden
						fix	variabel	
		[MWel]	[%]	[a]	[€/kW]	[€/kW]	[€/MWh]	[h/a]
Erdgas	Kombi-KW ³	800	60	30	700	19	2,0	7500
Steinkohle	Dampf-KW	800	46	40	1300	35	4,0	7500
Braunkohle	Dampf-KW	1050	45	40	1500	39	4,4	7500
Kernenergie	LWR	1600	36	60	2800	55	0,5	7500
Wind	Onshore	3		20	1320	50	-	1850
Wind	Offshore	5		20	3340	120	-	3800
Solar	PV-Freifläche	0,5		25	2230	34		930
Solar	PV-Dach	0,002		25	2580	39		930
Biomasse	Holz-KW Wirbelschicht	20	30	30	2350	132	2,8	7500

Fossilbefeuerte Wärmekraftwerke tragen sowohl in Deutschland als auch in Europa entscheidend zur Bereitstellung elektrischer Energie bei. Für den Zubau und Ersatz von fossilen Kraftwerkskapazitäten stehen in der ausgewählten Betrachtung Erdgas-Kombikraftwerke sowie stein- und braunkohlenbefeuerte Dampfkraftwerke (Dampf-KW) zur Verfügung:

² Anlagenabschlusskosten und Baunebenkosten (u. a. bei Wind onshore/offshore mit Netzanschlusskosten) ohne Zinsen während der Bauzeit

³ Kombikraftwerke (Kombi-KW) werden in den folgenden Abschnitten auch als Kraftwerke mit Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) bezeichnet.

- ein Erdgas-Kombikraftwerk mit Gas- und Dampfturbine mit $800 \text{ MW}_{\text{el,netto}}$ und einem elektrischen Netto-Nutzungsgrad von 60 %,
- ein Steinkohlendampfkraftwerk mit $800 \text{ MW}_{\text{el,netto}}$ mit Kohlenstaubfeuerung, überkritischen Frischdampfparametern sowie einem Netto-Nutzungsgrad von 46 %,
- ein Braunkohlendampfkraftwerk $1050 \text{ MW}_{\text{el,netto}}$ mit Kohlenstaubfeuerung und überkritischen Frischdampfparametern sowie optimierter Anlagentechnik zur Kohletrocknung (elektrischer Netto-Nutzungsgrad 45 %).

Kernkraftwerke der dritten Generation werden seit den 1990er Jahren entwickelt und zeichnen sich durch ein höheres Maß an Sicherheit sowie eine höhere Verfügbarkeit gegenüber den Anlagen der zweiten Generation aus. Als Referenzanlage wird der aus dem französischen N4- und dem deutschen Konvoi-Reaktortyp entwickelte Europäische Druckwasserreaktor (LWR) betrachtet; ein Reaktor dieser Bauart ist gegenwärtig in Finnland und ein weiterer in Frankreich im Bau.

- Europäischer Druckwasserreaktor $1600 \text{ MW}_{\text{el,netto}}$, ausgelegt für eine Brennstoffanreicherung von bis zu 5,0 %, mit direkter Endlagerung oder Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente

Vor dem Hintergrund der politisch angestrebten Ausbauziele für die Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien** könnten aus heutiger Perspektive folgende Technologien zu dieser Entwicklung wesentlich beitragen:

- Ein Windenergiekonverter an Land (Onshore) mit einer Leistung von $3000 \text{ kW}_{\text{el,netto}}$ als typische Anlage eines Windparks und Volllaststunden von 1850 Stunden im Jahr. Mit dieser durchschnittlichen Betrachtung ist eine Differenzierung nach Standortqualitäten entbehrlich. In den Sensitivitätsanalysen werden für Deutschland mögliche Auslastungen von 1360 bis 2360 Volllaststunden angenommen. Diese Windkraftanlagen sind ausgereift und dürften sowohl für Repowering als auch für Neuerrichtungen zum Zuge kommen.
- Windenergiekonverter zur See (Offshore) mit einer Leistung von $5000 \text{ kW}_{\text{el,netto}}$ als Anlage eines Windparks mit einer installierten Leistung von $300 \text{ MW}_{\text{el}}$. In Abhängigkeit der Küstenentfernung und der Wassertiefe ergeben sich unterschiedliche Investitionskosten und Auslastungen, die in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt sind. Für diese Untersuchung wird eine mittlere Entfernung des Windparks zur Küste von 80 km und eine durchschnittliche Wassertiefe von 35 m angenommen. Im Gegensatz zu anderen europäischen Offshore-Projekten haben die deutschen Standorte größere

Wassertiefen und weitere Entfernungen zum Festland. Der erste Windpark („alpha ventus“) mit zwölf Anlagen ist seit Ende letzten Jahres im Probebetrieb.

- Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit 2 kW_{el,peak} (Dachanlage) und 500 kW_{el,peak} (Freiflächenanlage) mit polykristallinem Silizium, ausgeführt zum einen als Dachanlage und zum anderen aufgeständert als Freiflächenanlage. Die unterstellten mittleren Einstrahlungsbedingungen erlauben eine durchschnittliche Auslastung bei Nennleistung von 930 Stunden je Jahr, wobei davon ausgegangen wird, dass Photovoltaikanlagen eher an Standorten mit einer höheren durchschnittlichen Globalstrahlung aufgebaut werden. In der Sensitivitätsanalyse werden die Auswirkungen bei einer Reduzierung der Globalstrahlung um 15 % und einer Erhöhung um 10 % untersucht
- Biomasse-Wärmeleistungswerk mit 20 MW_{el,netto}, Verbrennung von Holz in einer Wirbelschichtfeuerung. Anlagen dieser Art sind Stand der Technik und werden kommerziell zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt.

Als weitere der vielfältigen Optionen zur Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiesystemen sind grundsätzlich die Geothermie und auch die Wasserkraft vorstellbar, allerdings sind die Investitionskosten sehr von den geologischen Randbedingungen abhängig und erlauben nur unzureichend eine verallgemeinernde Betrachtung.

Alle Kraftwerkstypen haben Entwicklungspotenziale, die zum Teil erhebliche Auswirkungen auf ihre Einsatzchancen in der Zukunft haben werden. Bei den Kernkraftwerken und den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger zielen die Entwicklungen auf eine weitere Senkung der Investitionskosten sowie bei den fossil befeuerten Kraftwerken auf eine Verbesserung der Wirkungsgrade und eine wesentliche Reduzierung der Umwelt- und Klimagasemissionen.

2.3 Carbon Capture and Storage-Technologie

Unter dem Aspekt einer klimaschonenden Nutzung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung ist der Einsatz von Kraftwerkstechnologien unumgänglich, bei denen das CO₂ abgeschieden und anschließend gespeichert wird.

Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung

Im Mittelpunkt der Entwicklung neuer Kohlekraftwerke stehen heutzutage Verfahren zur CO₂-Abtrennung. Wenn es gelingt, beim Verbrennungsprozess CO₂-Abscheidungsraten von bis zu 90 % zu erreichen, eröffnen sich weitgehend klimaverträgliche Einsatzmöglichkeiten für fossile Kraftwerksanlagen.

In technischer Hinsicht kommen nach dem derzeitigen Stand der Forschung grundsätzlich drei Optionen zur CO₂-Abtrennung in Betracht:

- **Post-Combustion:** nach diesem Verfahren wird das CO₂ aus den Rauchgasen kohlen- und gasbefeuerter Kraftwerke ausgewaschen. Zum Auswaschen des CO₂ können eine Vielzahl von Prozessfamilien⁴ eingesetzt werden. Das Verfahren gilt auch als Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel oder Membranverfahren den Energieaufwand zu verringern.
- **Oxyfuel-Verfahren:** das CO₂ wird nach der Verbrennung abgetrennt. Die Kohle wird im Verbrennungskessel in einem Gemisch aus reinem Sauerstoff und einem aus der Rauchgaswäsche zurückgeführten CO₂/H₂O-Teilstrom verbrannt. Das durch dieses Recyceln aufkonzentrierte CO₂ kann nach der Rauchgasreinigung auf einfachem Wege durch Abkühlung auf Kondensationstemperaturen entfernt werden. Beim Oxyfuel-Verfahren entfallen CO₂-Abtrennprozesse; allerdings entsteht ein zusätzlicher Aufwand für die Luftzerlegungsanlage.
- **Pre-Combustion-Verfahren:** hierbei wird CO₂ vor der Verbrennung aus einem CO₂-reichen Stoffgemisch abgetrennt und in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess Strom erzeugt. Der Brennstoff wird in der Vergasungsanlage (Kohle) bzw. Aufbereitungsanlage (Gas) in ein wasserstoffreiches Synthesegas, das hauptsächlich aus H₂, CO und CO₂ besteht, umgewandelt. Im Shift-Reaktor wird die Umwandlung von CO in CO₂ und damit die weitere Erzeugung von H₂ befördert. Durch das Verfahren wird hochkonzentriertes CO₂ erzeugt, das durch Absorber physikalisch einfach zu entfernen ist. Das wasserstoffreiche Synthesegas wird in einer Gasturbine verbrannt. Die heißen Abgase aus der Gasturbine werden anschließend einem Dampfturbinenprozess zugeführt. Vor Eintritt in die Gasturbine ist allerdings eine intensive Gasreinigung des Synthesegases erforderlich.

Da bis heute kein eindeutiger Vorteil für eines der drei Verfahren erkennbar ist, werden alle drei Technologien parallel weiterentwickelt und in Demonstrationsanlagen erprobt. Im Zentrum der weiteren Entwicklung steht vorwiegend aus ökologischer und ökonomischer Sicht die Reduzierung der Wirkungsgradeinbußen.

Auch wenn aus heutiger Sicht verschiedene verfahrenstechnische Einzelheiten der CCS-Kraftwerke noch offen sind, so wird in dieser Studie von folgenden generellen Annahmen ausgegangen:

⁴ Absorption, Gas-Feststoff-Reaktionen, Adsorption, Kryogenverfahren, Membran und natürliche Einbindung

- In den Jahren 2020-2025 werden die ersten großtechnischen CCS-Kraftwerke eingesetzt;
- die Wirkungsgrade⁵ der CCS-Kohlenkraftwerke werden unter 40 % liegen, wobei bei den beiden CCS-Verfahren Oxyfuel und Pre-Combustion geringfügig höhere Wirkungsgrade zu erwarten sind als bei der Post-Combustion;
- bei den Investitionskosten der Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung kommt es zu einer Kostenzunahme gegenüber herkömmlichen Kraftwerken; die spezifischen Investitionskosten werden für Braunkohle etwa bei 2400 €₂₀₀₇/kW, für Steinkohle etwa bei 2200 €₂₀₀₇/kW und für Erdgas bei etwa 1400 €₂₀₀₇/kW geschätzt ohne Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von Kohlendioxid.

Tabelle 2.2 fasst die technisch-ökonomischen Parameter für generische kohlen- und gasbeheizten CCS-Kraftwerke mit den entsprechenden Abschätzungen zusammen.

Tabelle 2.2: Technische und ökonomische Parameter der CCS-Kraftwerke, Inbetriebnahme ca. 2020

Energie-träger	Kraft-werkstyp	Elektrische Netto-Leistung	Elektrischer Netto-Nutzungs-grad	Tech-nische Nutzungs-dauer	Spez. Inves-titions-kosten ⁶	Betriebskosten		Auslast-ung
						fix	variabel	
		[MWel]	[%]	[a]	[€kW]	[€kW]	[€MWh]	[%]
Steinkohle	CCS-KW	740	37,5	40	2200	65	5,0	85
Braunkohle	CCS-KW	970	37,0	40	2400	65	5,4	85
Erdgas	CCS-KW	800	50,0	30	1400	55	3,4	85

CO₂-Transport

Bei einem großtechnischen Einsatz von CCS-Kraftwerken fallen große Mengen an abgetrenntem CO₂ an. Für ein Steinkohlekraftwerk von 740 MW_{el} Nettoleistung mit 7500 Vollbenutzungsstunden und einer Abtrennung von 90 % sind dies ca. 6 Millionen t/a. Daher kommen aus technischen und ökonomischen Gründen nur Transporte des abgetrennten Kohlenstoffdioxids mit Pipelines oder großen Schiffen in Frage /Mayer-Spohn et al. 2006/. Für beide Transportoptionen ist eine Gaskonditionierung erforderlich, um CO₂ in möglichst kompakter Form transportieren zu können.

Die Gaskonditionierung ist in dem Kraftwerksprozess berücksichtigt. Sie führt zu zusätzlichen Investitionskosten und Wirkungsgradeinbußen im Vergleich zu konventionellen Anla-

⁵ Im elektrischen Nettowirkungsgrad der CCS-Kraftwerke sind die Wirkungsgradeinbußen durch CO₂-Abtrennung und CO₂-Kompression berücksichtigt.

⁶ Anlagenabschlusskosten und Baunebenkosten ohne Zinsen während der Bauzeit

gen. Für die CO₂-Verdichtung sind beim gegenwärtigen Stand als Äquivalent rund 2,0 %-Punkte (bei Gaskraftwerken) bis 3,5 %-Punkte (bei Kohlenkraftwerken) an Wirkungsgradverlusten im Kraftwerk anzusetzen, die bereits in den elektrischen Netto-Wirkungsgraden berücksichtigt sind (vgl. Tabelle 2.2).

CO₂-Speicherung

Prinzipiell kann die Speicherung von CO₂ in geologischen Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie bei der Deponierung flüssiger Abfallstoffe angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Als Speicher innerhalb Deutschlands kommen sowohl ausgeförderte Gas- und Ölfelder, stillgelegte Kohlebergwerke als auch bisher ungenutzte tiefe Kohleflöze, Salzkavernen und tiefe saline Aquifere in Frage. Das theoretische Potenzial dieser Speicher wird für Deutschland auf etwa 52 Gt CO₂ geschätzt /GeoCapacity 2009/ und für Europa auf 360 Gt CO₂. Einen großen Anteil am theoretischen Speicherpotenzial haben Speicherstätten in Kohleflözen und in salinen Aquiferen im Off-shore-Bereich Norwegens. Hinsichtlich der technischen Nutzung dieser Optionen bestehen erhebliche Unsicherheiten, von daher kann von einem realisierbaren Speicherpotenzial von etwa 17 bis 18 Gt CO₂ in Deutschland und in Europa von 70 Gt CO₂ /GeoCapacity 2009/ ausgegangen werden.

Kosten für CO₂-Transport und Speicherung

Im Vergleich zu den Transportkosten, die vor allem standortabhängig sind, sind die Kosten für die Speicherung von CO₂ mit weitaus größeren Unsicherheiten verbunden. Hauptursachen sind die unterschiedlichen geologischen Rahmenbedingungen (z. B. Einbringtiefe, Speichermenge, Erschließungskosten für die Lagerstätte). Grundsätzlich gilt, dass die Speicherung von CO₂ an Land günstiger ist als die Lagerung in Meeresstandorten. Die Kosten für die Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen auf dem Festland weisen eine Bandbreite von 1,7 bis 4,7 €/t CO₂ auf. Für die Nordsee betragen sie etwa 4,6 €/t CO₂. Die Kosten für die Speicherung in Kohlenwasserstoffspeichern sind geringer und betragen etwa 1 bis 1,9 €/t CO₂. Nach /Kober 2010/ kann in Abhängigkeit von Kraftwerksstandort, Einlagerungsstätte und Transportentfernung mit Kosten zwischen 4 €/t CO₂ an günstigen Standorten bis 8 €/t CO₂ an Standorten, wo die Emissionsquelle und –senke weiter voneinander liegen, gerechnet werden.

2.4 Entwicklung der Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise

Das Preisgefüge für Energie wird bis heute wesentlich von den Rohölpreisentwicklungen geprägt. Der Preis für **Rohöl** ist seit Ende der neunziger Jahre des vorigen Jahrhunderts bis in die Jahresmitte 2008 stark angestiegen, um dann einen Einbruch zu erfahren. Derzeit liegt der

OPEC-Korb-Preis, der stellvertretend für die Preise der übrigen Sorten wie Brent oder West Texas Intermediate (WTI) steht, bei etwa 75 US-\$/bbl. In der Basisprojektion wird für die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise nach dem Preiseinbruch 2009 ein Anstieg des Rohölpreises bis 2030 auf mehr als 100 US-\$₂₀₀₇/bbl angenommen, von dem sich die Entwicklung des Heizöl-, Erdgas- und Steinkohlepreises ableitet.

Die **Erdgaspreise** der Produzenten sind in der Regel durch eine Indexierung zeitversetzt an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt⁷. Weltweit gab und gibt es allerdings regionale Unterschiede bei den Erdgas-Preisnotierungen. In der Vergangenheit waren die für Asien eingekauften Erdgasmengen etwa 20 bis 30 % teurer als die für Europa, welche etwa 10 bis 20 % über den amerikanischen Markt lagen. Wegen des zunehmenden weltweiten Wettbewerbs um Gaslieferverträge und angesichts des verstärkten interkontinentalen Flüssiggashandels werden die regionalen Unterschiede an den weltweiten Handelsplätzen längerfristig weitgehend bedeutungslos, es kristallisiert sich immer mehr ein global geltender Preis heraus. Im Falle einer weiteren Bindung an den angenommenen Ölpreis steigt bei einer Inflation von jährlich 2,3 % /IEA 2008b/ der Erdgaspreis im Jahre 2030 nominal auf etwa 48 €/MWh und hätte sich dann in nominalen Geldwerten im Vergleich zum Jahr 2010 knapp verdreifacht.

Die Notierungen der Preise für **Steinkohle** auf den Weltmärkten sind grundsätzlich frei von jeder Ölpreisbindung. Allerdings lässt sich auch für die Kohle eine Korrelation zwischen dem Rohölpreis und dem Steinkohlenpreis beobachten, wobei grundsätzlich auch hier eine weltweit anziehende Nachfrage zu einem Anstieg des Preises führen wird.

Im Gegensatz zu Öl, Gas und Steinkohle hängen die **Braunkohlenpreise** dagegen wesentlich von der Struktur der Förderkosten an den Abbaustätten ab, ohne eine unmittelbare Kopplung an den weltweiten Rohölpreis. Da sich die heimische Förderstruktur für die Braunkohle kaum verändern wird, werden konstante Energieträgerpreise für die Braunkohle angenommen. Neben der Braunkohle ist auch die **Biomasse** (u. a. Holzhackschnitzel) weitgehend ein lokaler Energieträger, der nicht einem internationalen Handel und den dort üblichen Preisbildungsmechanismen unterliegt. Deshalb wird auch für die Biomasse zukünftig (inflationsbereinigte) Preiskonstanz angenommen.

Für den Energieträgerpreis der Kernenergie werden die **Brennstoffkreislaufkosten** zugrunde gelegt, in denen die gesamten Kosten für die Brennstoffversorgung (u. a. Uran, Konversion,

⁷ Die Ölpreisbindung hat historische Gründe: in der Anfangszeit des aufkommenden Erdgashandels der 1960er Jahre wollte man mit dieser Bindung einen fairen Wettbewerb zwischen den für die Wärmeerzeugung eingesetzten voll substituierbaren Energieträgern ermöglichen.

Anreicherung) sowie die Kosten für die Entsorgung der Brennelemente mitberücksichtigt werden (Zwischenlagerung und Endlagerung).

Zu den jeweiligen Welt-Primärenergiepreisen werden die entsprechenden Transportkosten für Steinkohle und Erdgas addiert, die den durchschnittlichen Entfernungen von Handelsplätzen am Weltmarkt zu deutschen Kraftwerksstandorten entsprechen.

In Tabelle 2.3 ist die angenommene Entwicklung der Energieträgerpreise dargestellt.

Tabelle 2.3: Projektion der Energieträgerpreise frei Kraftwerk in den Varianten „Basis“ und „Alternativ“

[€ ₂₀₀₇ /GJ]	Preisfad	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas	Basis	7,18	8,33	9,27	9,96	10,46	10,79	10,99	11,20	11,30	11,40
	Alternat.	7,18	8,02	8,53	8,88	9,12	9,25	9,33	9,40	9,44	9,47
Steinkohle	Basis	2,13	2,45	2,62	2,79	2,96	3,03	3,06	3,08	3,11	3,14
	Alternat.	2,13	2,28	2,45	2,62	2,66	2,69	2,71	2,73	2,74	2,76
Braunkohle	Basis	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Alternat.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Kernenergie	Basis	0,81	0,82	0,82	0,76	0,76	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
	Alternat.	1,05	1,05	1,05	0,99	0,99	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Biomasse	Basis	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00

In der Energieträgerpreisvariante „Alternativ“ wird eine von der Basisvariante abweichende Projektion der Energieträgerpreise angenommen.

In anderen Projektionen des zukünftigen Rohölpreises werden höhere, jedoch auch unter Umständen niedrigere Preisfade für vorstellbar gehalten /IEA 2008/, /Lindenberger et al. 2008/, woraus sich dementsprechend andere Preise für die übrigen Energieträger ableiten ließen.

Zur Abdeckung von Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Energieträgerpreise werden entsprechend einer alternativen (niedrigeren) Ölpreisvariante die Energieträgerpreise für Erdgas und Steinkohle angepasst. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Ölpreis bis zum Jahre 2030 einen Wert von 75 US-\$₂₀₀₇/bbl erreicht, was nominal bei einer unterstellten Inflation von 2,3 % pro Jahr einem Preis von etwa 127 US-\$/bbl entspricht.

Hinsichtlich der Kosten für die Braunkohle werden in der alternativen Variante die Vollkosten der Braunkohleförderung berücksichtigt, bei denen die Kosten für den Aufschluss der Gruben und die Rekultivierung vollständig mit einbezogen werden.

Bei der Kernenergie wird alternativ das geschlossene Brennstoffkreislaufkonzept mit Wiederaufarbeitung berücksichtigt, welches bei den heutigen Uranpreisen von unter 50 US-\$/b U_3O_8 nicht wettbewerbsfähig ist, aber dennoch in anderen europäischen Ländern (z. B. Frankreich, Schweiz) angewandt wird.

Eine Aussage zu den zukünftigen **CO₂-Zertifikatspreisen** kann nur sinnvoll in einem auf ganz Europa ausgeweiteten energiewirtschaftlichen Modellinstrumentarium projiziert werden. Im Weiteren ist der CO₂-Zertifikatspreis unmittelbar abhängig von der in Deutschland derzeit diskutierten Frage einer Laufzeitverlängerung der im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke, denn die langfristigen Preiseffekte innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems (European Emission Trading System, EU ETS) werden über die vereinbarten Emissionsobergrenzen bestimmt. Bis 2012 geschieht dies über nationale Allokationspläne und danach über eine europaweite Obergrenze.

Im Hinblick auf diese Unsicherheiten wird für diese Untersuchung von einem konstanten Niveau des CO₂-Zertifikatspreises von 20 €₂₀₀₇/t CO₂ ausgegangen und zusätzlich im Rahmen von Sensitivitätsanalysen ein Wert von 40 €₂₀₀₇/t CO₂ angenommen.

3 Stromerzeugungskosten im Vergleich

Die Stromgestehungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten sowie aus Kosten für CO₂-Zertifikate bei fossilen Kraftwerken während des Anlagenbetriebs zusammen. Die Kostenbestandteile werden über den gesamten Lebenszyklus der Anlage betrachtet und mit der Kapitalwertmethode zu einer einzigen Kennzahl, dem Gegenwartswert (im Englischen: Net Present Value NPV), überführt. Der methodische Ansatz zur Ermittlung der Lebenszykluskosten (im Englischen: Average Lifetime Levelized Generation Costs, ALLGC) ist im Anhang A-1 beschrieben.

Für den Vergleich der Stromerzeugungskosten – über die Lebenszykluskosten – der Referenzkraftwerke (vgl. Tabelle 2.1) wird als einheitlicher Inbetriebnahmezeitpunkt das Jahr 2015 gewählt. Ferner wird den Kostenrechnungen zugrunde gelegt, dass der Zeitraum für die Abschreibung der Anlagen deren technischen Nutzungsdauer entspricht. Darüber hinaus werden für fossilbefeuerte Kraftwerke und das Kernkraftwerk eine Nutzung über 7500 Vollbenutzungsstunden, d. h. eine durchschnittliche Auslastung von 85 % p. a., unterstellt⁸. Für die Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen werden die in Tabelle 2.2 angegebenen jahresdurchschnittlichen Vollbenutzungsstunden für deutsche Standorte angenommen.

3.1 Stromerzeugungskosten

Mit einem angenommenen Diskontierungsfaktor von 7,5 % ergeben sich die in Abbildung 3.1 dargestellten spezifischen Lebenszykluskosten zur Erzeugung elektrischer Energie, entsprechend der Brennstoffpreisentwicklung „Basis“ (vgl. Tabelle 2.3), für ausgewählte Kraftwerke. Abgebildet ist die jeweilige Aufteilung der Brennstoff-, Betriebs- und Kapitalkosten der Kraftwerke. Bei fossilbefeuerten Kraftwerken fallen neben diesen Kostenbestandteilen zusätzlich die variablen Kosten für die CO₂-Zertifikate an. Bei Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern, mit Ausnahme des Biomasse-Kraftwerkes, werden zusätzlich so genannte Back-Up-Kosten ausgewiesen. Diese Kosten fallen aufgrund des stochastischen Dargebots der Windleistung und der solaren Einstrahlung durch die Kosten der Vorhaltung von Reserveleistung in Form von so genannten Back-Up-Kraftwerken an. Als Back-Up-Kraftwerke werden Steinkohle- oder Erdgas-Kraftwerke betrachtet, was aufgrund der jeweiligen Kostenstruktur dieser beiden fossilen Kraftwerkstypen zu einer Bandbreite bei den Back-Up-Kosten führt. In den Referenzannahmen wird das Steinkohlekraftwerk als Back-Up-Anlage verwen-

⁸ Diese Annahme erfolgt in Anlehnung an die Arbeitsverfügbarkeit, die nahezu gleich hoch bei den fossilbefeuerten Kraftwerken und dem Kernkraftwerk ist /VGB 2010/. Die reale Arbeitsausnutzung kann sich hiervon unterscheiden und wird vom Markt beeinflusst.

det. Die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung der Back-Up-Kosten wird im Anhang A-2 beschrieben.

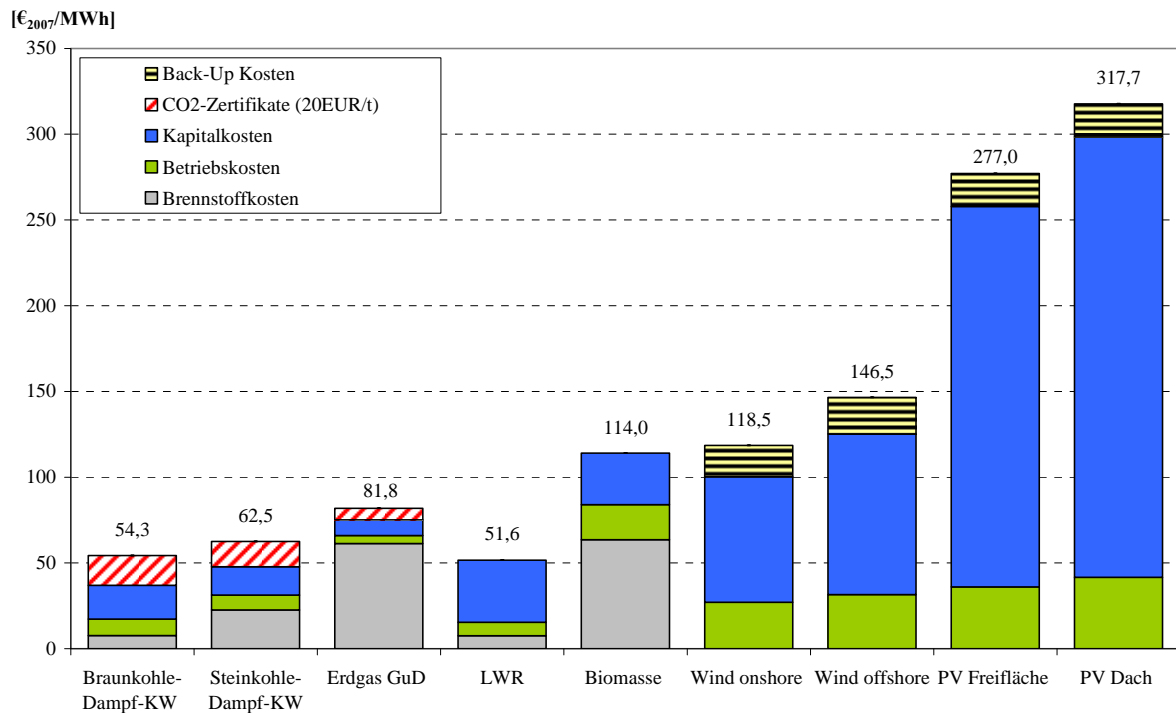


Abbildung 3.1: Kosten der Elektrizitätsgewinnung ausgewählter Kraftwerke, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %, Energieträgerpreisentwicklung: Basis)

Beim Diskontierungsfaktor von 7,5 % ergeben sich bei einer einheitlichen Auslastung von 7500 h/a die niedrigsten Stromgestehungskosten für den Leichtwasserreaktor mit 51,6 €/2007/MWh, gefolgt von dem Braunkohlekraftwerk mit 54,3 €/2007/MWh und dem Steinkohlekraftwerk mit 62,5 €/2007/MWh. Mit einigem Abstand folgt die Erdgas-Kombianlage (GuD) mit ca. 81,8 €/2007/MWh. Die Erzeugung elektrischer Energie aus dem solaren Strahlungsangebot ist um mehr als den Faktor fünf bis sechs teurer gegenüber der nuklearen und kohlenbefeuerten Stromerzeugung. So betragen die Gewinnungskosten elektrischer Energie über den gesamten Lebenszyklus aus Photovoltaik für eine Freiflächenanlage 277 €/2007/MWh und für eine Dachanlage rund 318 €/2007/MWh.

Die weiteren Kraftwerke zur Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen und Energieträger liegen im Vergleich der gesamten Gestehungskosten im mittleren Bereich: Für das Kraftwerk mit Biomasse ergeben sich 114 €/2007/MWh und für das Windkraftwerk an Land 118 €/2007/MWh. Die Lebenszykluskosten für Elektrizität aus Windkraftanlagen zur See liegen aufgrund der höheren Kapital- und Betriebskosten um mehr als 15 % über den Kosten an Land. Ohne Berücksichtigung der Back-Up-Kosten sind die Stromgestehungskosten bei den Windkraftanlagen um etwa 20 €/2007/MWh kleiner.

3.2 Variation der Diskontrate

Die Ausführungen zu den Referenzannahmen beziehen sich auf einen Diskontierungsfaktor von 7,5 %, der für diese Untersuchung unterstellt wurde. Investoren neuer Kraftwerksprojekte legen unternehmensspezifisch eigene Renditeanforderungen an das jeweilige Kraftwerksprojekt, was zur Folge hat, dass in der Praxis eine Bandbreite von 5 bis 10 % für den Diskontierungsfaktor üblich ist /IEA 2010/.

Bei einem Diskontierungsfaktor von 5 % verschieben sich die Kostenrelationen zugunsten kapitalintensiver Technologien, wie Abbildung 3.2 veranschaulicht: der Druckwasserreaktor ist nun um rund 9 €₂₀₀₇/MWh günstiger als das Braunkohle-Dampfkraftwerk, das mit 49,1 €₂₀₀₇/MWh um rund 5 €₂₀₀₇/MWh günstiger elektrische Energie erzeugt als bei einer Diskontrate von 7,5 %. Das Steinkohle-Dampfkraftwerk erzeugt zu Kosten von 58,4 €₂₀₀₇/MWh, die Erdgas-Kombianlage zu 80,4 €₂₀₀₇/MWh. Die Kostenreihenfolge bei den regenerativen Energieträgern bleibt bestehen.

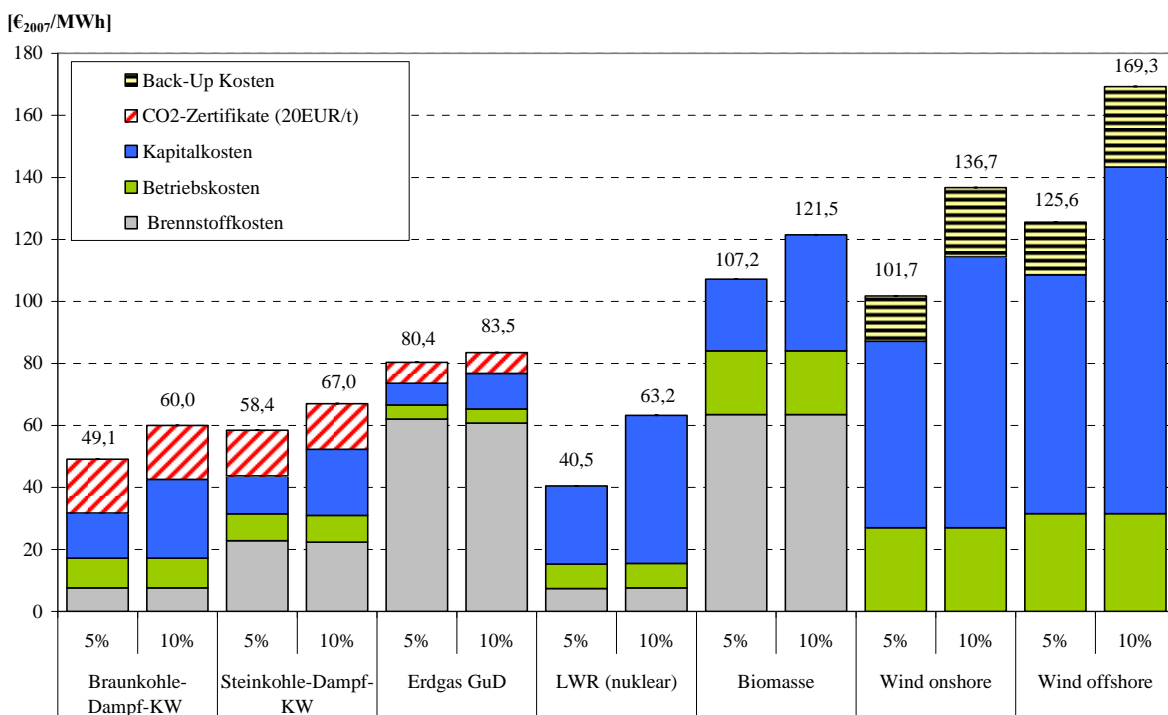


Abbildung 3.2: Elektrizitätserzeugungskosten ausgewählter Kraftwerke bei einer Diskontrate von 5 bzw. 10 %, Inbetriebnahmejahr 2015 (Energieträgerpreisentwicklung: Basis)

Auf die Photovoltaik wird in Abbildung 3.2 zur übersichtlicheren Darstellung verzichtet. Bei der PV-Freiflächenanlage sind die Lebenszykluskosten 228 €₂₀₀₇/MWh (Diskontrate: 5 %) und 331 €₂₀₀₇/MWh (Diskontrate: 10 %) und bei der PV-Dachanlage 261 €₂₀₀₇/MWh (Diskontrate: 5 %) und 380 €₂₀₀₇/MWh (Diskontrate: 10 %).

Mit steigender Diskontierungsrate nähern sich die Lebenszykluskosten kohlenbefuener Kraftwerke und des Kernkraftwerks an und liegen zwischen 60,0 und 67,0 €₂₀₀₇/MWh. Die geringsten Erzeugungskosten hat die braunkohlenbefeuerte Anlage, wobei der Abstand zur steinkohlenbefeuerten Anlage sich im Vergleich zu einer Diskontrate von 5 % von ca. 9 auf 7 €₂₀₀₇/MWh reduziert. Bei den regenerativen Energiesystemen ändert sich die relative Kostenfolge bei einer angenommenen Erhöhung der Diskontrate nicht, allerdings reagieren auch hier die relativ kapitalintensiven Anlagen, insbesondere Wind- und PV-Kraftwerke, deutlich sensibler als weniger kapitalintensive Technologien, wie das Biomassekraftwerk, durch entsprechend große Zuwächse in den spezifischen Kapitalkosten. Unterschiedliche Diskonraten wirken sich auch auf die Back-Up-Kosten von Kraftwerken mit fluktuierender Stromerzeugung aus, da für die gesicherte Leistung höhere Zinsaufwendungen aufzubringen sind.

3.3 Variation der Energieträgerpreise

Bei den alternativen Energieträgerpreisen (vgl. Tabelle 2.3) zeigen sich folgende Veränderungen gegenüber dem Referenzfall. Im Alternativpreisszenario sind nun die Kosten des Steinkohlekraftwerks nahezu gleich hoch wie die des Braunkohlekraftwerks (Abbildung 3.3).

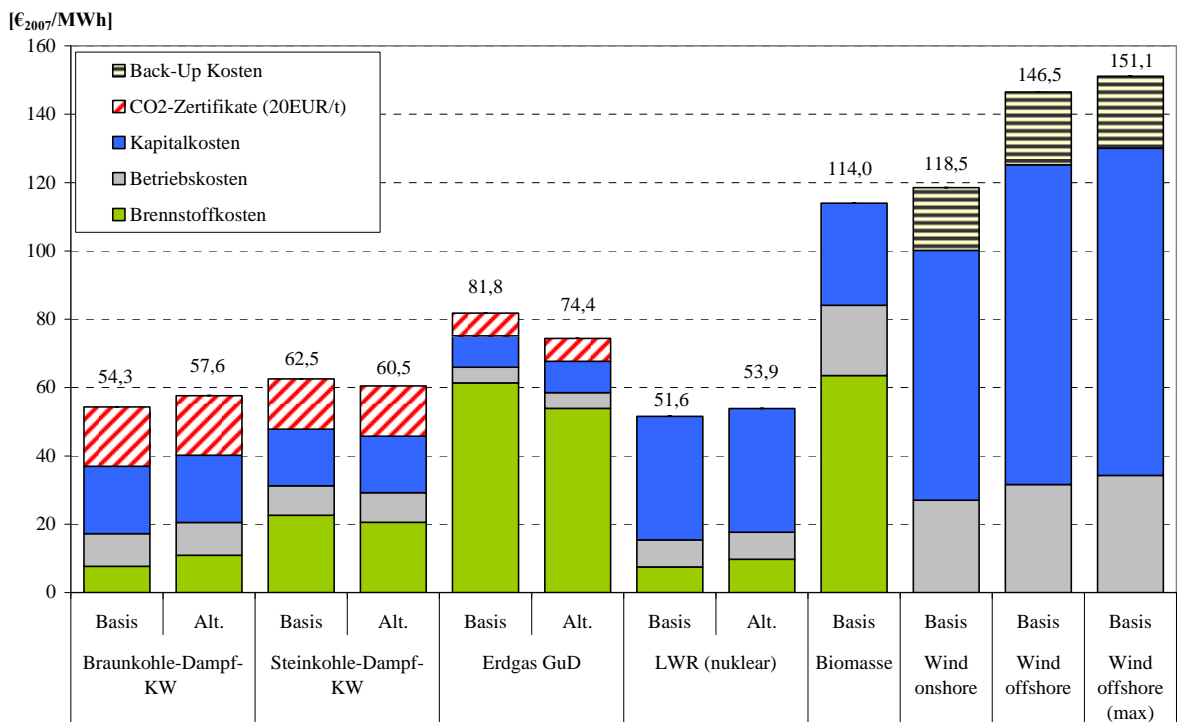


Abbildung 3.3: Erzeugungskosten ausgewählter Kraftwerke bei den Energieträgerpreisprojektionen „Basis“ und „Alternativ“ (Alt.), Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)

Die deutliche Kostenreduzierung bei der Erdgas-Kombianlage führt zu einer Annäherung der Kosten gegenüber der kohlenbefuerten und der nuklearen Stromerzeugung.

3.4 Variation der jährlichen Vollbenutzungsstunden

Während für den Technologievergleich eine mittlere Ausnutzungsdauer von 7500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, entsprechend der Arbeitsverfügbarkeit der Anlage, für thermische Kraftwerke angenommen wird, führt neben der Bedarfsstruktur vor allem die verstärkte Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie die Liberalisierung des Strommarktes dazu, dass die jährlichen Vollbenutzungsstunden anlagenspezifisch ober- und unterhalb dieses Wertes liegen. Auf dem Elektrizitätsmarkt werden die Kraftwerke in der Regel nach dem Prinzip der sogenannten „Merit Order“, d. h. kostenoptimal nach der Reihenfolge ihrer variablen Betriebskosten (inkl. Brennstoff) eingesetzt, womit die Anlagen marktbedingt unterschiedliche Auslastungen haben. Im deutschen Kraftwerksbestand weisen Kernkraftwerke die höchsten Vollbenutzungsstunden mit ca. 7700 Stunden pro Jahr auf /Atw 2010/. Danach folgen braunkohlenbefeuerte Kraftwerke mit Vollbenutzungsstunden von etwa 6700 Stunden pro Jahr, gefolgt von steinkohlenbefeuerten thermischen Kraftwerken mit rund 4300 Stunden und gasbefeuerten Kraftwerken mit etwa 3400 Stunden pro Jahr /VGB 2010/.

Abbildung 3.4 zeigt den Zusammenhang von Erzeugungskosten zur durchschnittlich jährlichen Kraftwerksauslastung. Es zeigt sich, dass das Kernkraftwerk bei hoher Auslastung die kostengünstigste Option ist. Werden die CO₂-Zertifikatekosten bei den beiden kohlenbefeuerten Kraftwerken nicht mit einbezogen, so wäre das Kernkraftwerk zwischen den kohlenbefeuerten Kraftwerken einzuordnen. Unter etwa 4000 bzw. 5000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ergeben sich Kostenvorteile für das Erdgas-Kombikraftwerk bzw. das Steinkohlekraftwerk gegenüber dem Kernkraftwerk. Großen Anteil an den Kosten fossil thermischer Kraftwerke haben die Brennstoffkosten.

Der Bereich von 3700 bis 4500 Volllaststunden ist für sehr gute Windkraftstandorte (Offshore) möglich. Es wird deutlich, dass auch bei der maximal dargebotsabhängigen jährlichen Windenergieeinspeisung die Kosten um etwa den Faktor zwei bis drei größer sind als im durchschnittlichen Auslastungsbereich thermischer Kraftwerke.

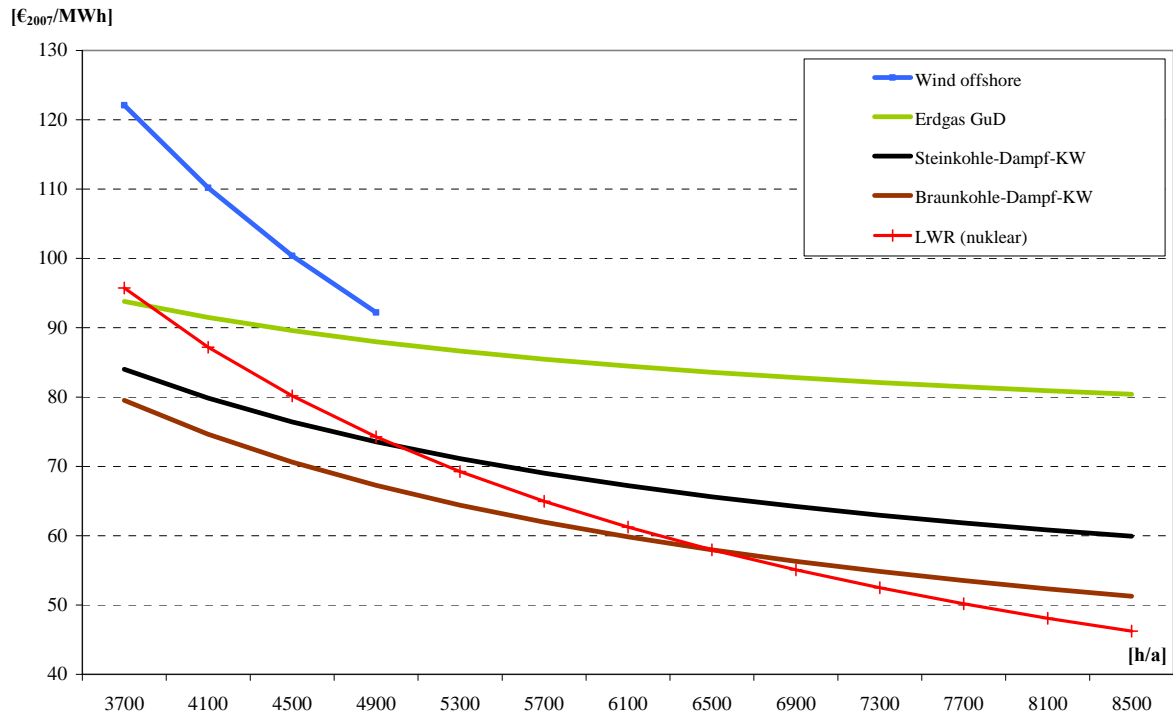


Abbildung 3.4: Stromgestehungskosten ausgewählter thermischer Kraftwerke und der Windenergie (Offshore) in Abhängigkeit der Auslastung (Diskontrate 7,5 %)

3.5 Carbon-Capture and Storage-Technologie

Fossile Energieträger werden in Deutschland voraussichtlich auch in der Zukunft weiterhin genutzt werden müssen, da der Grundlastbedarf nicht alleine durch den Einsatz regenerativer Energiesysteme gedeckt werden kann und trotz Verbesserungen bei der effizienten Energienutzung Grundlastbedarf weiterhin bestehen bleiben wird. Weitere Klimagasreduktionsziele können es erforderlich machen, dass die konventionellen kohlen- und gasbefeuerten thermischen Kraftwerke in klimaschonende Anlagen umgerüstet – oder vollständig neue Anlagen errichtet (neue CCS-Kraftwerke) – werden müssen. In diesem Zusammenhang werden in diesem Abschnitt die Lebenszykluskosten von neuen CCS-Technologien im Vergleich zu ihren konventionellen Anlagenvarianten untersucht.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt können noch keine endgültigen Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen unter Berücksichtigung der Anlagenkosten und der CO₂-Zertifikatekosten vorgenommen werden, jedoch können erste Abschätzungen einen Hinweis darauf geben, unter welchen technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen CCS-Technologien wirtschaftlich in Frage kommen.

Im ersten Schritt wird die Sensitivität der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des CO₂-Zertifikatepreises bei unterschiedlichen technologiespezifischen Kenngrößen untersucht. Die obere Hälfte der Tabelle 3.1 stellt die zusätzlichen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des CO₂-Zertifikatepreises bei unterschiedlichen Nutzungsgraden für konventionelle Wärmekraftwerke dar. Die Kohlenstoffintensität der Braun- und Steinkohle führt dazu, dass bei der Verbrennung dieser energetischen Rohstoffe etwa das zwei- bis dreifache an CO₂ emittiert wird als bei Erdgas. Bei der Verbrennung von Braunkohle in einem konventionellen Kraftwerk steigern sich die Stromgestehungskosten um knapp 0,9 €/MWh je Euro Zertifikatekosten pro Tonne CO₂.

Die untere Hälfte von Tabelle 3.1 zeigt den stark gedämpften Anstieg des CO₂-abhängigen Bestandteils an den Stromgestehungskosten fossilbefuerter Anlagen mit CCS-Technologie (Referenz vgl. Tabelle 2.2) in Abhängigkeit des Abscheidegrades von 80 – 96 % der Anlagen, trotz Nutzungsgraden die um etwa 9 Prozentpunkte geringer sind.

Tabelle 3.1: Zusätzliche spezifische Stromgestehungskosten fossilbefuerter Kraftwerke für jeden weiteren Euro pro Tonne CO₂

Technologie - Kenngrößen			CO ₂ -Zertifikatepreis [€/t CO ₂]						
	Nutzungsgrad [%]	Abscheidegrad [%]	0	10	20	30	40	50	60
			Anstieg der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Wirkungsgrad, Abscheidegrad und Zertifikatepreis in [€/MWh]						
Erdgas GuD-Kraftwerk	54	-	0,00	3,73	7,47	11,20	14,93	18,67	22,40
	60	-	0,00	3,36	6,72	10,08	13,44	16,80	20,16
	64	-	0,00	3,15	6,30	9,45	12,60	15,75	18,90
Steinkohle Dampfkraftwerk	40	-	0,00	8,46	16,92	25,38	33,84	42,30	50,76
	46	-	0,00	7,36	14,71	22,07	29,43	36,78	44,14
	48	-	0,00	7,05	14,10	21,15	28,20	35,25	42,30
Braunkohle Dampfkraftwerk	40	-	0,00	9,79	19,59	29,38	39,17	48,96	58,76
	45	-	0,00	8,70	17,41	26,11	34,82	43,52	52,23
	47	-	0,00	8,33	16,67	25,00	33,34	41,67	50,01
Erdgas CCS-Kraftwerk	51	80	0,00	0,79	1,58	2,37	3,16	3,95	4,74
	51	88	0,00	0,47	0,95	1,42	1,90	2,37	2,85
	51	96	0,00	0,16	0,32	0,47	0,63	0,79	0,95
Steinkohle CCS-Kraftwerk	37	80	0,00	1,83	3,66	5,49	7,32	9,15	10,98
	37	88	0,00	1,10	2,20	3,29	4,39	5,49	6,59
	37	96	0,00	0,37	0,73	1,10	1,46	1,83	2,20
Braunkohle CCS-Kraftwerk	36	80	0,00	2,18	4,35	6,53	8,70	10,88	13,06
	36	88	0,00	1,31	2,61	3,92	5,22	6,53	7,83
	36	96	0,00	0,44	0,87	1,31	1,74	2,18	2,61

Zur Einordnung der CO₂-Zertifikatekosten in die Elektrizitätserzeugungskosten wird in Abbildung 3.5 vereinfachend von konstanten Zertifikatepreisen von 20 und 40 €/2007/t CO₂ ausgegangen. Mit Einbeziehung der CO₂-Zertifikatekosten verteuert sich die Bereitstellung elektrischer Energie aus fossilen Kraftwerken deutlich.

In Abbildung 3.5 werden konventionelle kohlen- und gasbefeuerte Kraftwerke mit Inbetriebnahme im Jahr 2015 und CCS-Kraftwerke mit Inbetriebnahme in 2020 gegenübergestellt.

Wegen des verringerten Wirkungsgrades der CCS-Anlagen erhöht sich der Anteil der Brennstoffkosten an den gesamten Lebenszykluskosten. Dieser Kostenzuwachs in einer Bandbreite von 36 bis 50 % führt jedoch beim Vergleich der betrachteten fossilen Technologien zu keiner energieträgerspezifischen Änderung der Reihenfolge bei den elektrischen Erzeugungskosten. Entscheidend für die Gesamtkostenunterschiede (inkl. CO₂-Emissionskosten) zwischen CCS- und herkömmlichen fossilen Kraftwerken sind die Zertifikatepreise sowie die Kosten für Transport und Speicherung von CO₂. Unter der Prämisse eines Zertifikatepreises von 20 €/t CO₂ sowie CO₂-Transport- und Speicherkosten von 8 €/t CO₂ produzieren in der Gruppe der CCS-Kraftwerke Braunkohle-Kraftwerke inkl. CO₂-Abtrennung mit 64,9 €/MWh am kostengünstigsten, gefolgt von Steinkohle-Kraftwerken inkl. CO₂-Abtrennung mit 82,6 €/MWh und letztlich von Erdgas-CCS-Kombikraftwerken mit 106,3 €/MWh.

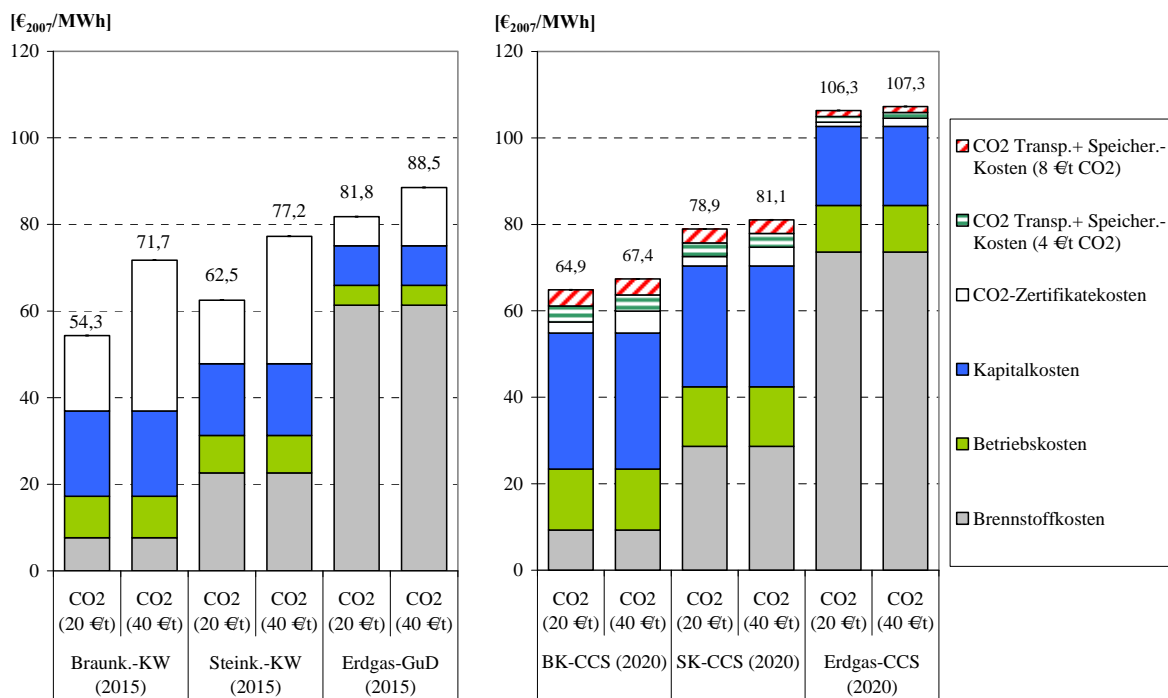


Abbildung 3.5: Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke mit und ohne CO₂-Abtrennung, Energieträgerpreisentwicklung „Basis“ (Diskontrate: 7,5 %)

Abbildung 3.6 veranschaulicht, ab welchem CO₂-Zertifikatepreis sich der Einsatz von alternativen Kraftwerkstechnologien mit CO₂-Abscheidung unter Berücksichtigung von CO₂-Transport- und Speicherkosten von 4 €/t CO₂ lohnt. Die Gewinnung elektrischer Energie aus Braunkohle verursacht durch die Rohstoffzusammensetzung bei weitem die größten energieträgerspezifischen CO₂-Emissionen. Daraus lässt sich ableiten, dass bereits bei einem CO₂-Zertifikatepreis von rund 25 €/t CO₂ die Kraftwerkstechnologie für Braunkohle mit CO₂-Abscheidung die kostengünstigere Alternative auf Basis dieses Energieträgers darstellt. Für

den Energieträger Steinkohle liegt der Break-Even-Punkt bei rund 43 €₂₀₀₇/t CO₂, während der Einsatz von Gaskraftwerken mit CO₂-Abscheidung im brennstoffspezifischen Vergleich erst ab einem Zertifikatspreis von weit über der dargestellten Skalierung bei rund 95 €₂₀₀₇/t CO₂ in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommt. Generell stellen in der hier betrachteten Bandbreite der CO₂-Zertifikatskosten die braunkohlenbefeuerten Kraftwerke die günstigste Alternative (ohne Berücksichtigung des Kernkraftwerks, das bereits ab Zertifikatskosten von 17 €₂₀₀₇/t CO₂ die ökonomisch vorteilhafteste Option ist) dar. Bis zu Zertifikatskosten von rund 25 €₂₀₀₇/t CO₂ ist die Stromerzeugung auf der Basis von Braunkohle ohne und danach mit CO₂-Abscheidung am wirtschaftlichsten. Lässt man die Braunkohle außen vor, so stellt die Steinkohle bis 43 €₂₀₀₇/t CO₂ aus ökonomischer Sicht die vorteilhafteste Lösung dar, anschließend folgt die Erdgas-Kombianlage.

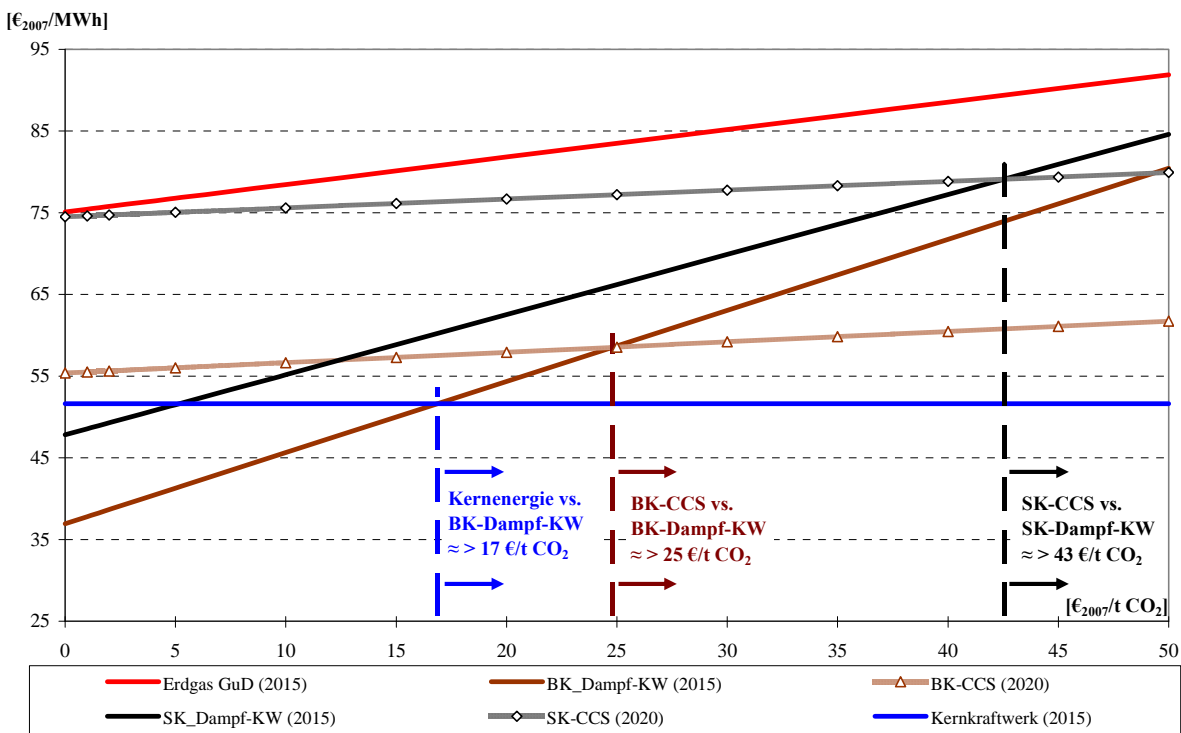


Abbildung 3.6: Stromgestehungskosten der fossilen Kraftwerke ohne CO₂-Abtrennung in Abhängigkeit vom CO₂-Zertifikatspreis und Ermittlung der zertifikatsbedingten Break-Even-Punkte für Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung bei der Brennstoffpreisentwicklung „Basis“ (Diskontrate 7,5 %)

4 Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen wird untersucht, wie stabil die Referenzergebnisse gegenüber ein- oder mehrfaktoriellen Parameteränderungen reagieren. Hierzu werden einzelne Bestimmungsfaktoren (Investitionskosten und Nutzungsgrad) entsprechend der Bandbreite, die für westliche thermische Kraftwerke in der IEA-Studie „Projected Costs of Generating Electricity“ /IEA 2010b/ angegeben werden, als oberes und unteres Band angenommen. Hierzu werden ausgewählte technisch-ökonomischen Parameter: Wirkungsgrad, Nutzungsdauer und Investitionskosten auf die Erzeugungskosten gegenüber den Basiswerten (vgl. auch Tabelle 2.1) variiert. Ebenso wird die Abhängigkeit der Lebenszykluskosten vom Energieträgerpreis und der Auslastung (Vollbenutzungsstunden) untersucht. Die Sensitivität der Referenzergebnisse für die Stromgestehungskosten von Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen wird u.a. aus Skalierungsgründen in Abschnitt 4.2 separat betrachtet.

Exemplarisch werden nachfolgend die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für das konventionelle Steinkohlenkraftwerk, das Erdgas-Kombinationskraftwerk, die Offshore-Windkraft-Anlage und die Photovoltaik-Freiflächenanlage dargestellt. Die für alle anderen Technologien durchgeführten Parametervariationen zur Ermittlung der jeweiligen Lebenszykluskosten mit der minimalen und maximalen Betrachtung werden summarisch in der Zusammenfassung behandelt.

4.1 Sensitivitätsanalyse für fossile/nukleare Kraftwerke

Wie Abbildung 4.1 zeigt, wirken sich im Falle des konventionellen Steinkohle-Kondensationskraftwerkes Änderungen bei den Investitionskosten sowie den Brennstoffkosten in derselben Größenordnung/Relation aus. Steigen die spezifischen Investitionskosten für ein Kohlekraftwerk auf 1850 €₂₀₀₇/kW (+42 % gegenüber dem Referenzkraftwerk) an, nehmen die Elektrizitätserzeugungskosten des Kraftwerks um 7 €₂₀₀₇/MWh (+11 %) zu und betragen fast 70 €₂₀₀₇/MWh. Ein Anstieg des mittleren Preises für die Kohle frei Kraftwerk um etwa 40 % auf ca. 125 €₂₀₀₇/t SKE („Basis“: 87,62 €₂₀₀₇/t SKE) erhöht die Gestehungskosten um rund 15 % auf 72 €₂₀₀₇/MWh. Ähnlich sensitiv verhalten sich die spezifischen elektrischen Erzeugungskosten in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad. Technische Nutzungsdauer und Auslastung haben kaum Einfluss auf die Stromgestehungskosten des konventionellen Steinkohlekraftwerkes. Aufgrund der Bandbreite von 53 €₂₀₀₇/MWh bis 78 €₂₀₀₇/MWh ist aus Abbildung 4.1 abzuleiten, dass auch eine Überlagerung der Parameter nur zu moderaten Änderungen der Lebenszykluskosten konventioneller Steinkohlekraftwerke führt.

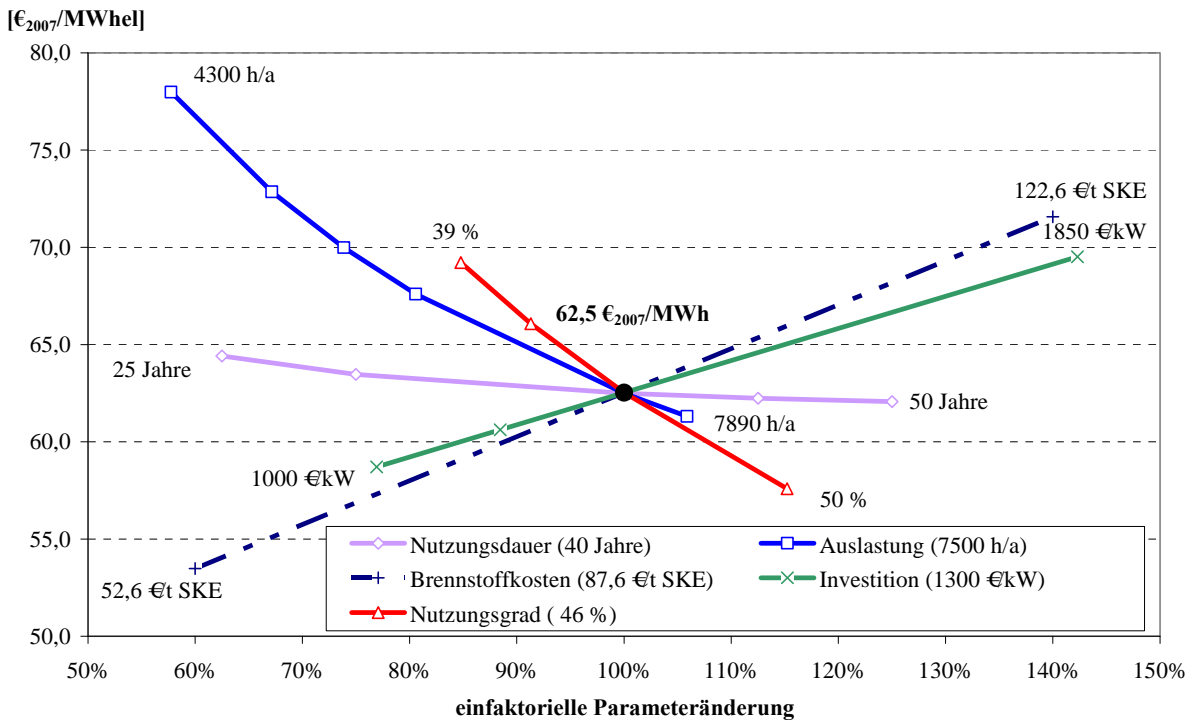


Abbildung 4.1: Sensitivitätsanalyse für das Steinkohle-Kondensationskraftwerk, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)

Die spezifischen elektrischen Erzeugungskosten des Erdgas-Kombikraftwerkes zeichnen sich dadurch aus, dass sie empfindlich auf Änderungen des Brennstoffausnutzungsgrades bzw. der Brennstoffpreisentwicklung reagieren, da der Anteil der Brennstoffkosten an den gesamten Gesteuerungskosten etwa 80 % beträgt. Verglichen mit anderen Kraftwerkstechnologien ergibt sich daher eine starke Sensitivität bei Erhöhung (bzw. Absenkung) des Wirkungsgrades, die zu einer Kostendegression (bzw. Zunahme) führt. Gegenüber anderen Kraftwerkstypen sind die Investitionskosten mit $700 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ um etwa den Faktor zwei kleiner. Abbildung 4.2 zeigt, dass bei Investitionskosten von $1000 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ (+43 % gegenüber der Referenz von $700 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$) sich die Elektrizitätserzeugungskosten um $3 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ (+5 %) auf etwa $86 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ erhöhen. Die Variation der technischen Nutzungsdauer hat auf die Erzeugungskosten marginale Auswirkungen und führt zu vernachlässigbaren Abweichungen in einer Bandbreite von weniger als $0,5 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$.

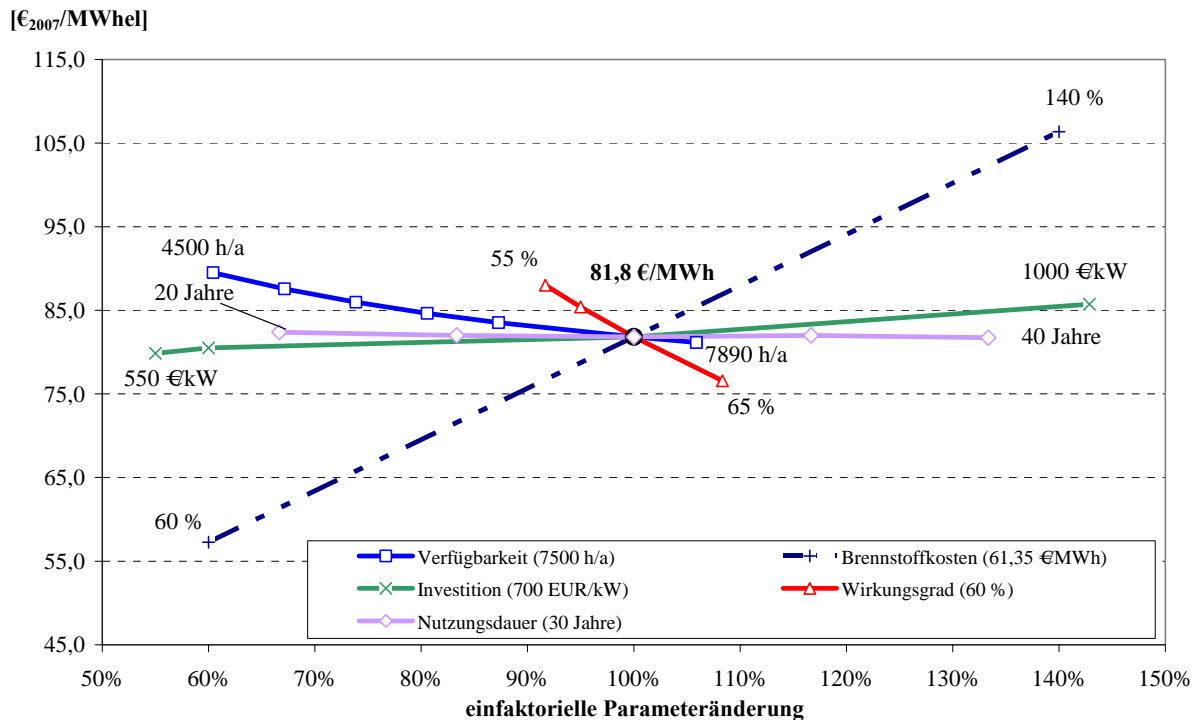


Abbildung 4.2: Sensitivitätsanalyse für das Erdgas-Kombikraftwerk, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)

Vor dem Hintergrund eines Vergleichs der Stromerzeugungsoptionen erfolgt im folgenden Abschnitt eine Gegenüberstellung der betrachteten thermischen Kraftwerke. Dabei wird das Sensitivitätsverhalten unter Berücksichtigung minimaler und maximaler Werte für die folgenden vier Parameter untersucht:

- Nutzungsgrad,
- Technische Nutzungsdauer,
- Investitionskosten,
- Brennstoffkosten (Energieträgerpreisentwicklung).

Aus der Sensitivitätsanalyse soll deutlich werden, wie sich die technologiespezifischen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit betrachteter Bandbreiten unterscheiden. Energieträgerpreisentwicklungen lassen sich nicht einfach in Bandbreiten darstellen, da zeitliche Entwicklungen berücksichtigt werden müssen. Vereinfachend wird deshalb der Mittelwert der Energieträgerpreisentwicklung über die technische Nutzungsdauer um +/-40 % verändert und als Brennstoffkosten bezeichnet.

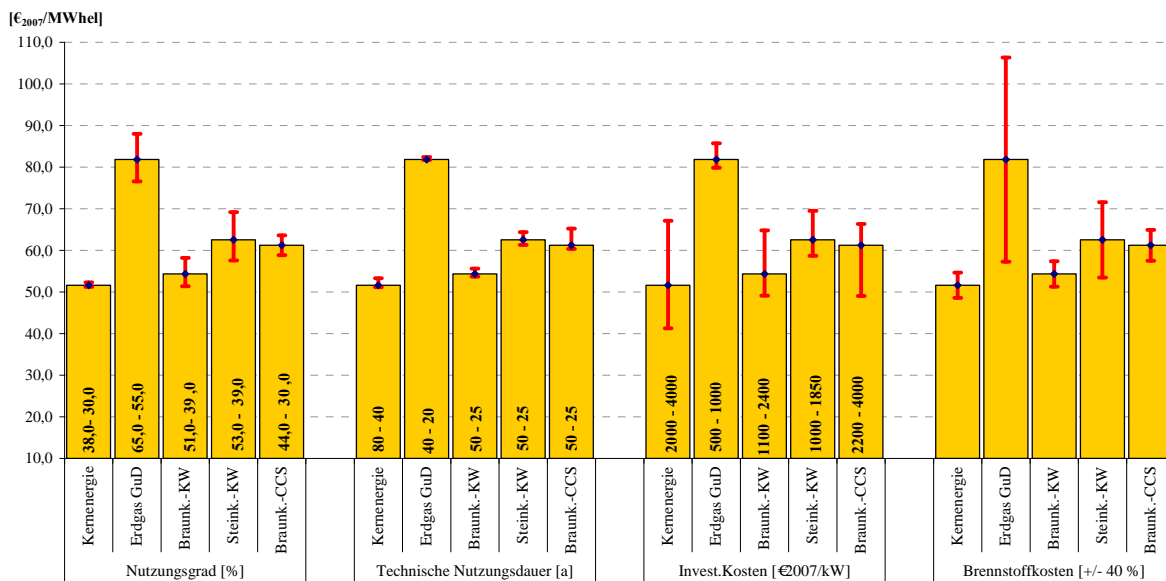


Abbildung 4.3: Sensitivitätsanalyse ausgewählter fossiler Kraftwerke und der Kernenergie, bei maximaler und minimaler Abweichung der Stromgestehungskosten gegenüber den Referenzannahmen, Inbetriebnahmejahr 2015 bzw. 2020 (Diskontrate 7,5 %)

Das Braunkohle-Kondensationskraftwerk zeigt im Hinblick auf die Sensitivitäten in etwa die gleiche Charakteristik wie das Steinkohle-Kraftwerk. Beim fortgeschrittenen braunkohlenbefeuerten Kohlekraftwerk mit CO_2 -Abtrennung unterscheidet sich die Kostencharakteristik nur geringfügig im Hinblick auf die brennstoffrelevanten Größen (Nutzungsgrad und Brennstoffkosten). Mit Ausnahme der Erdgas-Kombianlage sind die Investitionskosten der entscheidende Parameter für das Sensitivitätsverhalten der jeweiligen Kraftwerke. Aus dem direkten Vergleich kann erkannt werden, dass die Elektrizitätserzeugungskosten von Erdgaskraftwerken sehr energieträgerpreissensitiv (Brennstoffpreis und Nutzungsgrad) sind. Bei der Kernenergie sind die kapitalgebundenen Kosten (hier die Investitionskosten) ausschlaggebend, während die anderen Parameter nur nachgeordnet Einfluss auf die Lebenszykluskosten haben.

4.2 Sensitivitätsanalyse für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse für die erneuerbaren Energieträger werden die Lebenszykluskosten in Abhängigkeit der Parameter Vollbenutzungsstunden, technische Nutzungsdauer, Investitionskosten, Betriebskosten und für die Biomasse zusätzlich in Abhängigkeit der Brennstoffkosten analysiert. Die Bereitstellung elektrischer Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen (Wind und Solar) unterliegt witterungsbedingten und räumlichen Schwankungen. Die Zahl der hier angenommenen jährlichen Vollbenutzungsstunden können als langjährige Mittelwerte angesehen werden.

Zunächst werden in diesem Abschnitt ebenfalls zwei Beispiele (Wind-Onshore und Photovoltaik-Freifläche) im Detail analysiert und anschließend ausgewählte erneuerbare Stromerzeugungsoptionen im Vergleich gegenübergestellt.

Im ersten Beispiel werden die Lebenszykluskosten für Windkraftanlagen an Land untersucht. Die Berechnungen der spezifischen Gestehungskosten der Windenergie an Land (Onshore) in Abbildung 4.4 ergeben bei Vollbenutzungsstunden von 1850 h/a einen Referenzwert von knapp 99,6 €₂₀₀₇/MWh. Das Leipziger Institut für Energie /IE 2009/ hat Meldungen der Übertragungsnetzbetreiber für einzelne Übertragungsnetzregionen für das Jahr 2008 ausgewertet und regionale Unterschiede festgestellt. Während im Südwesten Deutschlands die Vollbenutzungsstunden bei 1360 Stunden lagen, konnten in anderen Regionen die Windkraftanlagen bis zu 1900 Stunden unter Nennleistung betrieben werden. Darüber hinaus können auf Basis historischer Daten für Deutschland im langjährigen Mittel, prozentuale Schwankungen von -15 % bis +28 % gegenüber dem Referenzwert von 1850 Stunden angenommen werden. Für die Windkraftanlage an Land werden die Volllaststunden in einer Bandbreite von 1360 bis 2360 Stunden pro Jahr variiert.

Ferner geht aus Abbildung 4.4 hervor, dass die Investitionskosten für die Windkraftanlagen sowie die technische Nutzungsdauer eine etwa gleich hohe Sensitivität gegenüber den Elektrizitätserzeugungskosten aufweisen. Wird im Beispiel kalkulatorisch mit einer technischen Nutzungsdauer von 12 Jahren (-40 %) gerechnet, so erhöhen sich die Kosten um etwa 23 % auf rund 123 €₂₀₀₇/MWh. Einen Anstieg der Investitionskosten auf 1700 €₂₀₀₇/kW (+30 % gegenüber 1320 €₂₀₀₇/kW) wirkt sich direkt proportional zu den Stromgestehungskosten aus (auch +30 %).

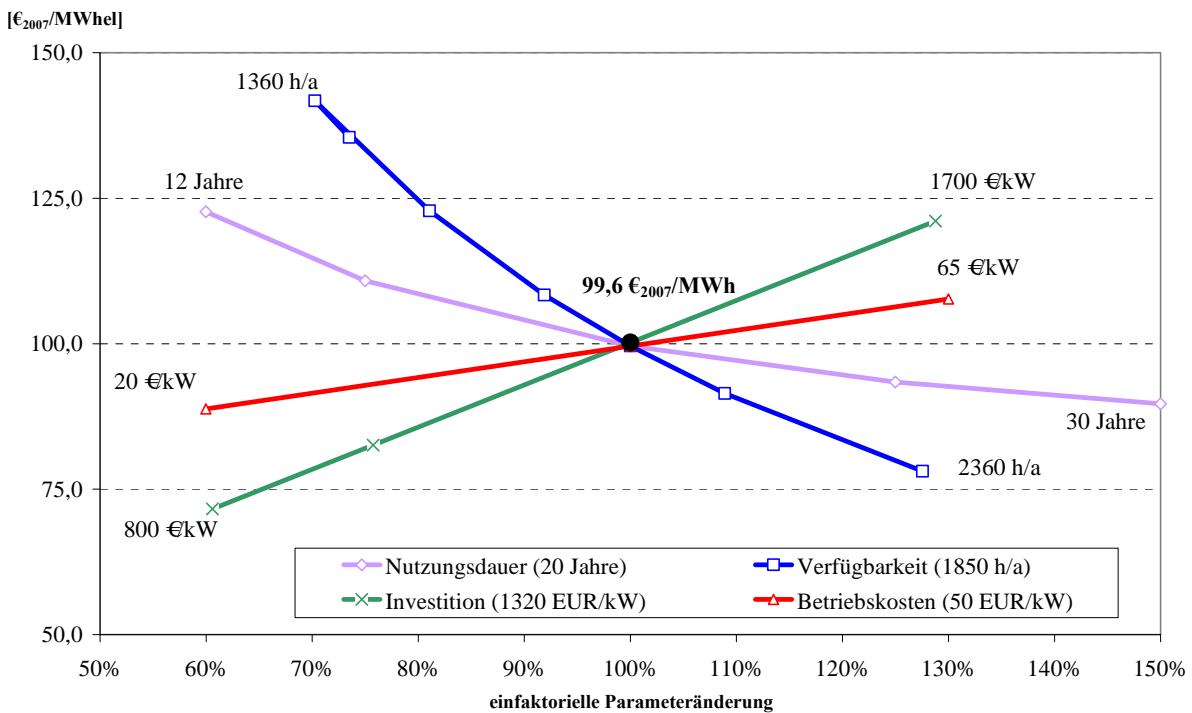


Abbildung 4.4: Sensitivitätsanalyse für Wind-Onshore, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskont-rate 7,5 %)

Im zweiten Beispiel wird wegen der hohen Lebenszykluskosten die Photovoltaik ausgewählt, um in einer Detailanalyse die Kostentreiber genauer zu bestimmen.

Für die Betrachtung der Sensitivitäten in Abbildung 4.5 ist der Referenzwert von 257 $\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ bei einer Diskontrate von 7,5 %/a für eine Betriebsdauer von 25 Jahren zugrunde gelegt. Auch unter für Deutschland sehr guten Einstrahlungsbedingungen, die zu maximal 975 Volllaststunden im langjährigen Mittel /IE 2009/ führen, sind die spezifischen Elektrizitätserzeugungskosten für die Photovoltaik in Höhe von 243 $\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ noch hoch. Viele Standorte in Deutschland haben jedoch Einstrahlungsvoraussetzungen, die zu Volllaststunden von weniger als der in der Referenz angenommenen 930 h/a führen. Die Lebenszykluskosten werden weitgehend von den zu Beginn getätigten Investitionskosten geprägt. So reduzieren sich die Kosten auf 169 $\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ (-34 %) bei einer Verringerung der Investitionskosten auf 1340 $\text{€}/\text{kW}$ (-40 %) und erhöhen sich auf 368 $\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ (+43 %) bei einem Anstieg der Investitionskosten auf 3350 $\text{€}/\text{kW}$ (+50 % gegenüber der Referenz). Die Betriebskosten sind für Photovoltaikanlagen im Allgemeinen gering und haben wenig Einfluss auf die elektrischen Gestehungskosten.

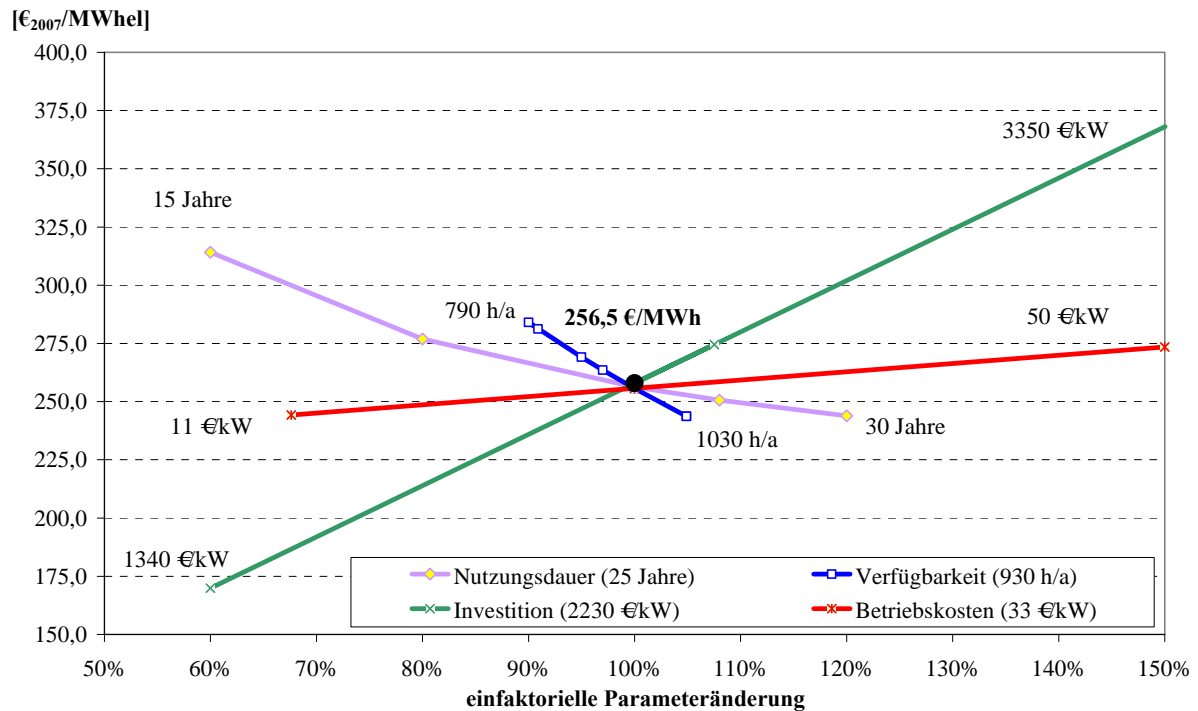


Abbildung 4.5: Sensitivitätsanalyse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Inbetriebnahmejahr ab 2015 (Diskontrate 7,5 %)

In Abbildung 4.6 wird für die Stromerzeugungsoptionen auf Basis der erneuerbaren Energieträger Wind (Onshore/Offshore), Photovoltaik und Biomasse das Sensitivitätsverhalten hinsichtlich der Parameter Betriebskosten, Auslastung (natürliches Angebot), technische Nutzungsdauer, Investitionskosten und Back-Up-Kosten gegenübergestellt.

Für die spezifischen Elektrizitätserzeugungskosten fluktuierender erneuerbarer Energiequellen stellt die Auslastung, hier in Volllaststunden je Jahr ausgedrückt, den wesentlichen Parameter dar. Betragen die Vollbenutzungsstunden von Offshore-Windkraftanlagen statt 3600 h/a nur 2200 h/a (-39 %), erhöhen sich die elektrischen Erzeugungskosten auf 201 €/MWh und sind somit um 60 % höher als bei der Referenzannahme. Auch bei Onshore-Windkraftanlagen variieren die spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der Auslastung sehr stark. Einen weiteren wichtigen Einflussfaktor stellen für Windkraftanlagen, insbesondere für Offshore-Anlagen, die laufenden Betriebskosten dar. Hierzu liegen für die Offshore-Anlagen kaum Erfahrungswerte vor. Die Projektion der Minimalwerte der Betriebskosten (-39 % gegenüber der Referenz von 120 €/kWh) führt für die Elektrizitätserzeugungskosten von Offshore-Anlagen zu 110 €/MWh statt 123 €/MWh, d. h., sie sind um 10 % geringer, und von Onshore-Anlagen zu 86 €/MWh statt 100 €/MWh, d. h., sie sind um 14 % kleiner. Bei der Annahme der Maximalwerte (+50 %) erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 11 % bei den Offshore-Anlagen.

Der Einfluss der im Wesentlichen zu Beginn der Anlage notwendigen Investitionsausgaben ist für die gesamten Lebenszykluskosten in der Regel sehr hoch. Die spezifischen elektrischen Erzeugungskosten verändern sich entscheidend bei Variation der Investitionskosten der Windkraftanlagen. Führt man Investitionskosten von 4200 €₂₀₀₇/kW für Offshore-Windkraftanlagen in die Kalkulation ein (+33 %), so erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 24 % auf 155 €₂₀₀₇/MWh.

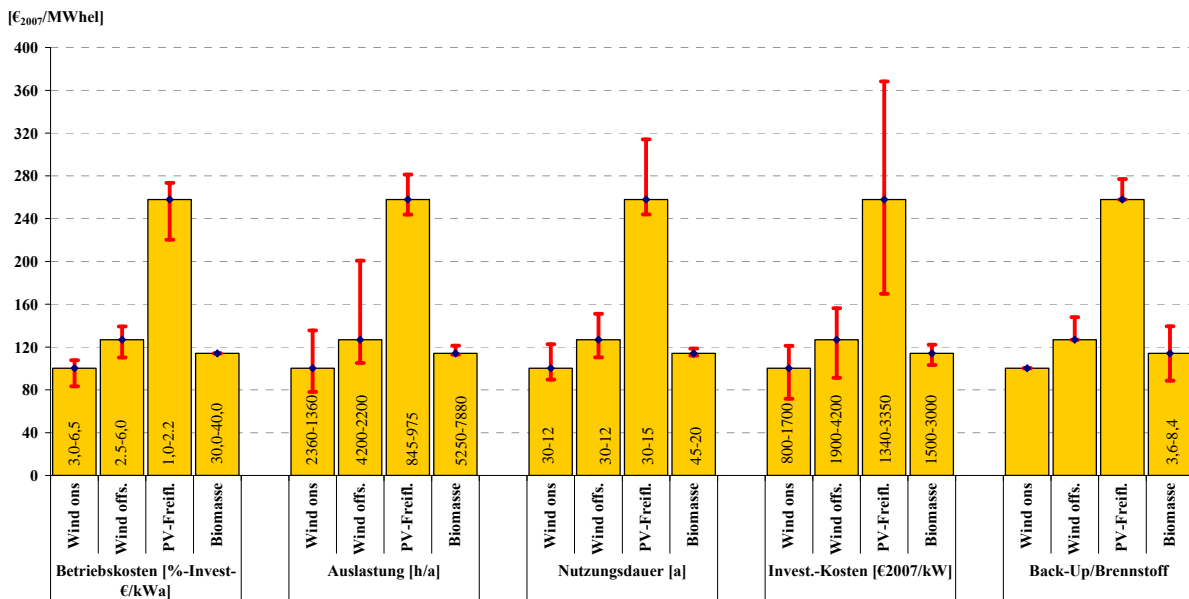


Abbildung 4.6: Sensitivitätsanalyse für Stromerzeugungstechnologien auf der Basis von erneuerbare Energien bei maximaler und minimaler Abweichung vom Basiswert (Diskontrate 7,5 %)

Für die Biomasse wird in Abbildung 4.6 von einem Biomassepreis von 3,6 €₂₀₀₇/GJ (-40 %) und von 8,4 €₂₀₀₇/GJ (+40 %) für Holzhackschnitzel ausgegangen. Die Stromgestehungskosten ändern sich bei der Hochpreis- und Tiefpreisannahme um +/-25 €/MWh (+/-22 %).

Zur weiteren Absicherung der Unsicherheiten bei den Ergebnissen wurde in einer Reihe von Sensitivitätsanalysen überprüft, wie empfindlich bzw. unempfindlich die Stromerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerkstypen auf Änderungen bei den technisch-ökonomischen Parametern reagieren. Dabei zeigen die Sensitivitätsanalysen deutlich, dass die Anlagen auf der Basis fossiler und nuklearer Energieträger kostengünstiger bleiben als die Anlagen, die regenerative Energieträger nutzen. Dies umfasst die gesamte Bandbreite der möglichen Verwendung erneuerbarer Energiequellen, sei es Biomasse, Wind- oder Solarenergie. Während die Wärmekraftwerke Stromgestehungskosten von 37 bis 68 €₂₀₀₇/MWh aufweisen, liegen die Kraftwerke mit erneuerbaren Energien zwischen 82 und 296 €₂₀₀₇/MWh.

5 Zusammenfassung

Die Lebenszykluskosten gegenwärtiger und in naher Zukunft zur Verfügung stehender Optionen zur Elektrizitätserzeugung mit fossilen, nuklearen und regenerativen Energieträgern werden sich für neue Anlagen weiterhin erheblich unterscheiden. Gleichwohl führen CO₂-Emissionszertifikate zu einem Anstieg der Gestehungskosten bei fossilen Kraftwerken, aber immer noch zu keiner wesentlichen Annäherung zu den Kosten, die für die Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energiequellen aufzuwenden sind.

Die Untersuchung stellt einen umfassenden Kostenvergleich neuer Stromerzeugungsoptionen dar. Hierzu wurde für die wichtigsten zukünftigen Kraftwerkstypen analysiert, wie sich die spezifischen Stromerzeugungskosten bezogen auf die Erzeugungsmenge aus Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten zusammensetzen. Berücksichtigt wurden dabei aktuelle Erhebungen von Herstellern, Betreibern und wissenschaftlichen Einrichtungen zu Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgraden, technischer Verfügbarkeit und Nutzungsdauer der Anlagen. Die analysierten technischen Optionen wurden für den Inbetriebnahmezeitpunkt 2015 gegenübergestellt. Ein zunehmend gewichtiger Faktor für die Stromerzeugungskosten aus fossilen Energieträgern sind die aus dem Instrumentarium des Emissionshandels stammenden CO₂-Zertifikatekosten. So führt die Annahme eines CO₂-Zertifikatepreises von 20 €/t CO₂ für Braunkohlekraftwerke zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten um 50 %, für Steinkohlekraftwerke um 40 % und für Erdgas-Kombikraftwerke um 8 %. Im Hinblick auf weitere Anstrengungen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen werden zusätzlich alternative Kraftwerke mit CCS ab dem Jahre 2020 bewertet. Bei ausschließlicher Betrachtung der Stromgestehungskosten (ohne CO₂-Zertifikatekosten sowie keine Kosten für Transport und Speicherung) sind die zusätzlichen Kosten je nach Energieträger erheblich und liegen zwischen 35 und 52 %. Von daher ist es entscheidend, wie hoch der CO₂-Zertifikatepreis ist. Für CO₂-Transport und inländische Speicherung werden 4 bzw. 8 €/t CO₂ angenommen. Die Elektrizitätserzeugungskosten unter der Annahme einer Diskontrate von 7,5 % und einem CO₂-Zertifikatepreis von 20 €/t CO₂ sind für ein braunkohlenbefeuertes Kraftwerk mit CCS-Technologie bei Transport- und Speicherkosten von 4 €/t CO₂ um 3,5 €/2007/MWh, bzw. bei 8 €/t CO₂ um etwa 7 €/2007/MWh teurer als ohne CO₂-Abscheidung.

Gleichwohl führen höhere CO₂-Zertifikatekosten zu einer Verdrängung fossiler Kraftwerke, durch die Kernkraft, wenn es um die kostengünstigste Position im Benchmark zur Bereitstellung elektrischer Energie geht. Bereits bei einem Zertifikatepreis von 1 €/tCO₂ stellt die Kernenergie die Stromerzeugungsoption mit den geringsten Stromgestehungskosten (51,6 €/2007/MWh) dar.

Tabelle 5.1 fasst die Ergebnisse aus den Referenzberechnungen und den Sensitivitätsanalysen zusammen und zeigt die möglichen Bandbreiten der Stromgestehungskosten der betrachteten Technologien.

Tabelle 5.1: Tabellarischer Überblick der Stromgestehungskosten (Diskontrate 7,5 %)

Energie-träger	Kraftwerkstyp	Kapital-kosten	Brennstoff-kosten	Betriebs-kosten	CO ₂ ¹⁾		Summe	Sensitivität (min. - max.)
					Zert.	T&S		
[€ ₂₀₀₇ /MWh]								
Braunkohle	Dampf-KW (2015)	19,7	7,6	9,6	17,4	-	54,3	45,8 - 64,81
Steinkohle	Dampf-KW (2015)	16,6	22,6	8,6	14,7	-	62,5	55,3 - 78,0
Erdgas	Kombi (2015)	9,1	61,4	4,6	6,7	-	81,8	76,6 - 89,5
Kernenergie	DWR (2015)	36,2	7,5	7,9	-	-	51,6	41,3 - 67,1
Biomasse	KWK (2015)	29,9	63,5	20,5	-	-	114,0	88,6 - 139,4
Wind	Onshore (2015)	55,6	-	27,0	-	-	82,6	71,6 - 141,7
	Offshore (2015)	82,1	-	30,0	-	-	112,1	91,1 - 200,7
Solar	Dach (2015)	256,7	-	41,7	-	-	298,4	142,5 - 375,4
	Freifläche (2015)	221,9	-	36,0	-	-	257,9	169,8 - 368,2
Steinkohle	CCS-KW (2020)	28,0	28,7	13,7	2,2	3,2	75,7	64,5 - 91,0
Braunkohle	CCS-KW (2020)	31,4	9,3	14,1	2,5	3,8	61,2	64,5 - 91,0
Erdgas	CCS-KW (2020)	18,3	73,6	10,8	0,9	1,4	105,0	85,9 - 123,7

¹⁾ CO₂-Zertifikatekosten: 20 €/t und CO₂-Transport und Speicherkosten (T&S): 4 €/t

Entscheidend für die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke sind in erster Linie die Brennstoffkosten (Preise und Nutzungsgrad) sowie die CO₂-Zertifikatekosten und für die erneuerbaren Energietechnologien und die Kernenergie die Investitionskosten. Zugleich nehmen bei fossilen Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung die Investitionskosten eine entscheidende Rolle ein.

6 Anhang

A-1 Methodik zur Ermittlung der mittleren spezifischen Stromgestehungskosten bzw. der Lebenszykluskosten der Elektrizitätszerzeugung

Grundlegend erfolgt die Berechnung der mittleren spezifischen Elektrizitätskosten (Lebenszykluskosten) über die Kapitalwertmethode, bei der alle Finanzströme einer Investition zu einer einzigen Kennzahl, dem Gegenwartswert (im Englischen: Net Present Value NPV), überführt werden. Dabei werden nur die mit der anstehenden Entscheidung zusammenhängenden bzw. die davon beeinflussten Kosten und Erlöse über den gesamten Lebenszyklus betrachtet. Während der Betriebsphase spielen die zusätzlich anfallenden Ausgaben, wie Brennstoffkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten (fixe und variable) und Kosten für Verschleiß, sowie für die Rückbauphase die Kosten für Stilllegung und Rückbau eine Rolle.

Zu den kalkulatorischen Kosten sind nach der VDI-Richtlinie 2067 folgende Kosten zuzuordnen:

- kapitalgebundene Kosten (Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen)
- betriebsgebundene Kosten (Wartung und Bedienung)
- verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoffe, Hilfsenergie und Betriebsstoffe)
- sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung und Overhead).

Entscheidend zu den kapitalgebundenen Kosten tragen die Investitionsausgaben (einschließlich der Kosten für die Finanzierung) bei. Somit sind bei den Investitionsausgaben die Zinszahlungen während der Bauzeit zu berücksichtigen:

$$Inv_0 = \sum_{t=m}^{t=0} Inv_{0t} \cdot (1+i)^t \quad (\text{A.1})$$

wobei:

Inv_0	Investitionsausgaben zum Inbetriebnahmezeitpunkt	[€]
Inv_{0t}	Investitionsausgabe zum Zeitpunkt t vor Inbetriebnahme	[€]
m	Baujahre vor Inbetriebnahme, bei $t = 0$	[a]
i	Zinssatz für die Bauzinsen	[%]

Die Zinszahlungen während der Bauphasen werden wesentlich durch vier Parameter bestimmt: Höhe der Anlagenabschlusskosten, Bauzeit, Verteilung der Kosten während der Bauzeit und Höhe der Bauzinsen. Zeitliche Verzögerungen während der Bauphase haben in der Regel zur Folge, dass die gesamten Investitionskosten (Anlagenabschlusskosten und Zinszahlungen) ansteigen. Neben einer Vielzahl an Faktoren, die einen Einfluss auf die Bauzeit haben, können Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren einzelner Bauabschnitte (sogenannte Teilerrichtungsgenehmigungen) ebenfalls die Bauzeit stark beeinflussen, wobei in den Annahmen nur Verzögerungen während der gesamten Bauphase berücksichtigt sind.

Alle weiteren spezifischen Kosten werden in der Variable oc zusammengefasst und als Betriebskosten (inkl. fixer und variabler Kosten sowie Brennstoffkosten) bezeichnet.

Auf der anderen Seite stehen den Kosten die spezifischen Umsatzerlöse, die mit der Investition erzielt werden, gegenüber. Diese hängen ab von:

- dem Lastfaktor, der angibt wie viele Volllaststunden im Jahr die Anlage in Betrieb ist und damit die erzeugte Nettoelektrizitätsmenge bestimmt,
- dem kalkulatorischen Durchschnittserlös pro Energieeinheit in Periode t .

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtet man die Folge der jährlichen Einnahmen abzüglich der Ausgaben. Zu Beginn sind diese negativ, da den Investitionsausgaben keine Einnahmen gegenüberstehen. Der Zeithorizont endet mit der Nutzungsdauer T . Die Berechnungen werden auf den gemeinsamen Zeitpunkt der Inbetriebnahme $t = 0$ bezogen und somit berechnet sich der Gegenwartswert (NPV) zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter Berücksichtigung der Diskontrate r wie folgt:

$$NPV = -Inv_0 + \sum_{t=1}^T \frac{(p_{E,t} - oc_t) \cdot q_t}{(1+r)^t} \quad (\text{A.2})$$

wobei:

NPV	Gegenwartswert bei Inbetriebnahme (Net Present Value)	[€]
$p_{E,i}$	spezifischer Umsatzerlös	[€MWh _{el}]
oc_i	spezifische Betriebskosten (inkl. Brennstoffkosten)	[€MWh _{el}]
q_t	erzeugte Nettoelektrizitätsmenge	[MWh _{el}]
Inv_{0t}	Investitionsausgaben zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme	[€]
r	Diskontierungsfaktor	[%]

Mit der Diskontierung wird unter anderem der Umstand berücksichtigt, dass ein monetärer Wert aus heutiger Sicht umso weniger wert ist, je später dieser als Einnahme eingeht.

Der Gegenwartswert ist nach Gleichung (A.2) eine Funktion des spezifischen Umsatzerlöses $p_{E,i}$, der Nutzungsdauer T , der Ausgaben für Investition Inv_0 und Betrieb oc_i sowie der Diskontrate r . Wird der Gegenwartswert $NPV = 0$ gesetzt, so kann die Gleichung (A.2) nach dem Umsatzerlös $p_{E,i}$ aufgelöst werden um den Angebotspreis zu ermitteln, der gerade noch lohnend ist. Der sich gerade noch lohnende Angebotspreis wird in der folgenden Betrachtung als mittlere spezifische Elektrizitätserzeugungskosten oder als Lebenszykluskosten bezeichnet.

Dabei werden die mittleren Elektrizitätserzeugungskosten auf die Netto-Elektrizitätserzeugung bezogen.

Die folgende Gleichung zeigt, dass die Summe der Ausgaben gleich dem Gesamtertrag ist.

$$\sum_{t=0}^T \frac{p_{E,i} \cdot q_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{oc_i \cdot q_t}{(1+r)^t} - Inv_0 = 0 \quad (\text{A.3})$$

Daraus lassen sich die mittleren Elektrizitätskosten \bar{p} wie folgt ableiten:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{[Inv_0 + OC_t]}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{[q_t]}{(1+r)^t}} \quad (\text{A.4})$$

wobei:

OC_i Betriebskosten (inkl. Brennstoffkosten) [€]

Nach Gleichung (A.3) können somit unterschiedliche Varianten der Elektrizitätserzeugung mit verschiedenen Erzeugungsmengen und Nutzungsdauern über deren gesamten Lebenszyklus miteinander verglichen werden.

A-2 Methodik zur Ermittlung der Back-Up-Kosten

Aufgrund des stochastischen Angebots der Windleistung und der solaren Einstrahlung sind bei der Kostenermittlung entsprechende Kosten für Reserveleistung in Form von Back-Up-Kraftwerken zu berücksichtigen. Diese Back-Up-Kosten für die nicht gesicherte Leistung der Wind- und Solarkraftwerke lassen sich nach /Friedrich et al. 1989/ bzw. /Kruck et al. 2004/ wie folgt bestimmen:

$$K_{BU} = \frac{A_K}{h_V} - \frac{A_K \cdot L}{h_W} = A_K \cdot \left(\frac{1}{h_V} - \frac{L}{h_W} \right) \quad (\text{A.1})$$

mit:

A_k	Annuität (incl. der jährlichen Fixkosten) des Back-Up Kraftwerks pro kW
h_V	Vollbenutzungstundenzahl der Versorgungsaufgabe
h_w	Vollbenutzungstundenzahl des Kraftwerks mit regenerativen Energieträgern (WEA, PV-Anlage, etc.)
L	Leistungskredit des Kraftwerks mit regenerativen Energieträgern

Für die Berechnung der Back-Up-Kosten werden somit die Kosten für die Bereitstellung von Back-Up-Leistung (erster Term der rechten Seite) um die Kosten der durch das Kraftwerk mit regenerativen Energieträgern auf Grund des Kapazitätseffekts eingesparten Kapazität (zweiter Term) vermindert.

Literaturverzeichnis

/Atw 2010/

Atw, International Journal for Nuclear Power, Kernkraftwerke in Deutschland, Betriebsergebnisse 2009, Berlin 2010.

/BMU 2010/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bilanzen bei Strom, Wärme und Biokraftstoffe, Berlin, 2010.

/Carter 2010/

Carter L. D., United States Carbon Sequestration Council, Prospecting for Power: The cost of meeting increases in electricity demand, Mars, 2010

/DESTATIS 2009/

Statistisches Bundesamt, Produzierendes Gewerbe – Produktion im Produzierenden Gewerbe – 1, Fachserie 4 Reihe 3.1, Vierteljahr 2008, Wiesbaden, 2008.

/EWI 2008/

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 - Endbericht, Köln 2008.

/EEX 2010/

EU Emission Allowances (CARBIX),
<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte>

/Friedrich et al.1989/

Friedrich, R. et al, Externe Kosten der Stromerzeugung, Schlussbericht zum Projekt im Auftrag des VDEW, VWEW, Verlag, Frankfurt, 1989.

/IE 2009/

Leipziger Institut für Energie GmbH, Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Endbericht im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber (Vattenfall, EnBW, Transpower und RWE), Leipzig 2010.

/IEA 2006/

International Energy Agency, Estimating the Future Trends in the Costs of CO₂ Capture Technologies, Paris, 2006

/IEA 2008a/

International Energy Agency, CO₂ Capture and Storage – A key carbon abatement option, Paris, 2008.

/IEA 2008b/

International Energy Agency, World Energy Outlook, 2008 Edition, Paris, 2008.

/IEA 2010/

International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, Paris, 2010.

/IER, RWI, ZEW 2010/

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009 – Hauptbericht -, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Stuttgart, 2010.

/ISET 2006/

Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Wind Energy Report Germany 2006. Annual Evaluation of WMEP, Kassel, 2006.

/GeoCapacity 2009/

GeoCapacity: Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide – WP 2 Report: Geological Storage of Carbon Dioxide, Denmark, 2009
<http://www.geology.cz/geocapacity>

/Goetheer 2009/

Goetheer E., van den Broeke P., TNO Science and Industry, Status and Outlook: Membrane contactors for CO₂ removal, Presentation Second Dutch Capture Technology Symposium, Utrecht, 2009.

/Kober 2010/

Kober, T., Blesl, M., Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea; report work package 4: Regional analysis at North Sea level, 2010 <http://www.fenco-era.net>

/Kruck et al. 2004/

Kruck, C. et al., Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland. Schlussbericht zum Projekt des Zentrums Energieforschung Stuttgart e.V. (ZES). Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2004.

/Lindenberger et al. 2008/

Lindenberger, D. et al., Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 - Studie, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA). Köln, Berlin, 2008.

/Mayer-Spohn et al. 2006/

Mayer-Spohn, O. et al., Logistik der CO₂-Sequestrierung – Optionen für den CO₂-Transport., in Chemie Ingenieur Technik 4, S. 435 – 444, 2006.

/Mayer-Spohn et al. 2007/

Mayer-Spohn, O. et al., Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechnologien – Stand 2005 - , aktualisiert: Juli 2007, IER Working Paper/ Arbeitsbericht, In-

stitut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2007.

/VGB 2010/

VGB-Powertech, Kraftwerke (KW) 2020+ Kraftwerksoptionen für die Zukunft und der damit verbundene Forschungsbedarf, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V., Essen, 2010.

/Wissel et al. 2008/

Wissel, S. et al., Stomerzeugungskosten im Vergleich, IER Working Paper/ Arbeitsbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2008.