

Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland

Eine Studie von McKinsey & Company, Inc.,
erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“

Sektorperspektive Energie

Vorwort

Die vorliegende Sektorperspektive Energie ist Teil der sektorübergreifenden Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“, die McKinsey & Company, Inc., im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ erstellt hat. Die Ergebnisse der Studie wurden separat in einem Gesamtbericht veröffentlicht. Die Sektorperspektive enthält eine detaillierte Darstellung der Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Energiesektor in Deutschland. Dem Energiesektor wurde dabei neben der zentralen, industriellen und dezentralen Stromerzeugung auch die Erzeugung von Fernwärme zugerechnet.

Insgesamt waren mehr als 70 Unternehmen und Verbände an der Bewertung von über 300 Hebeln zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland beteiligt. In der Arbeitsgruppe Energie waren dies die Versorger EnBW Energie Baden-Württemberg AG, E.ON Energie AG, RWE AG und Vattenfall Europe AG, die BASF AG als großer industrieller Stromerzeuger sowie die Anlagenbauer Hitachi Power Europe GmbH und Siemens AG und die Verbände Fachverband Dampfkessel, Behälter- und Rohrleitungsbau e.V. (FDBR), Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e.V. (VRE), Wirtschaftsverband Stahlbau und Energietechnik e.V. (SET) und Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI). Zudem wurden die Annahmen und Ergebnisse mit zahlreichen unabhängigen Experten diskutiert. Wir danken den Unternehmen, Verbänden und Experten, die an der Ableitung der Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen mitgearbeitet haben, für die konstruktive Zusammenarbeit und den unermüdlichen Einsatz über die vergangenen Monate. Die breite Unterstützung von allen Beteiligten war eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der vorliegenden Studie.

Der BDI dankt den folgenden Sponsoren herzlich für ihre finanzielle Beteiligung:



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Glossar	9
Zusammenfassung der Studienergebnisse für den Energiesektor	15
Herkunft der Treibhausgasemissionen im Energiesektor	21
Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor seit 1990	25
Zukünftige Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor mit heutigem Stand der Technik („Stand der Technik“-Projektion)	29
„Stand der Technik“-Projektion: Methodik	29
„Stand der Technik“-Projektion: Annahmen und Ergebnisse für den Energiesektor	30
Hebel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor	37
Bewertung von Hebeln zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen: Methodik	37
Hebel zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Energiesektor bis 2020	43
<i>Senkung der Energienachfrage</i>	45
<i>Verbesserung konventioneller Kraftwerkstechnologie</i>	45
<i>Ausbau erneuerbarer Energien</i>	47
<i>CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)</i>	53
<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>	55
<i>Kohle-Gas-Substitution</i>	57
<i>Stromimport</i>	58
Weitere Entwicklung nach 2020 – Vermeidungspotenziale und -kosten 2030 (Basisszenario)	58
Vergleich der Szenarien	61
Voraussetzungen für die Umsetzung und Implikationen	65
Anhang: Detailzahlen Vermeidungskostenkurve	71

Glossar

Basisjahr	Basisjahr zur Messung der erreichten Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Sinne des Kyoto-Protokolls (1990 für CO ₂ -Emissionen; 1995 für eine Reihe weiterer Treibhausgase); vgl. Nationaler Inventarbericht des UBA (Dessau, März 2007) für Details
Bruttostrom- erzeugung	Stromerzeugung vor Abzug Eigenverbrauch und Netzverlusten
Co-firing	Mitverbrennung von Biomasse in einem bestehenden fossil befeuerten Kraftwerk
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> – Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO ₂
CDM(-Projekte)	<i>Clean Development Mechanism</i> – Mechanismus im Rahmen des Kyoto-Protokolls, der Emittenten in den Unterzeichnerstaaten die Möglichkeit gibt, unter Beachtung bestimmter Vorgaben in Projekte in Entwicklungsländern zu investieren und dafür CO ₂ -Zertifikate zu erhalten
CO₂	Kohlendioxid
CO₂e	Kohlendioxid-Äquivalent, d.h. Kennzahl für die Intensität eines Treibhausgases, gemessen an der Treibhauswirkung von Kohlendioxid, z.B. 21 für CH ₄ (Methan), 310 für N ₂ O (Lachgas)
Eigenstrom- verbrauch	Stromverbrauch innerhalb eines Kraftwerks, z.B. für Pump- leistung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Entscheider	Derjenige, der über die Durchführung einer Investition entscheidet, d.h. das Unternehmen (z.B. für Industrieanlagen) bzw. die Privatperson (z.B. der Auto- oder Hausbesitzer)
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i> – Injektion von CO ₂ in Ölfelder, um die Ölausbeute zu erhöhen
EU ETS	<i>EU Emissions Trading Scheme</i> – Europäisches Emissionshandelsystem
EUR	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt, d.h. eine Milliarde [10 ⁹] Watt

GWh	Gigawattstunde(n), d.h. eine Million [10 ⁶] kWh
Gt	Gigatonne(n), d.h. eine Milliarde [10 ⁹] Tonnen
(Vermeidungs-) Hebel	Technischer Ansatzpunkt zur Verminderung von Treibhausgasemissionen, z.B. Verwendung effizienterer Prozesse oder Materialien
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> – kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage mit vorgeschalteter Kohle-Vergasungsanlage. Technologie eignet sich auch zur CO ₂ -Abscheidung, da CO ₂ aus wasserstoffhaltigem Gasgemisch (Synthesegas) entfernt werden kann
kW	Kilowatt, d.h. 1.000 Watt
kWh	Kilowattstunde(n)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	Meter
Mt	Megatonne(n), d.h. eine Million [10 ⁶] Tonnen
MW	Megawatt, d.h. eine Million [10 ⁶] Watt
MWh	Megawattstunde(n), d.h. tausend [10 ³] kWh
MWh_{el}	Megawattstunde(n) elektrische Energie
MWh_{th}	Megawattstunde(n) thermische Energie
Nettonutzungsgrad	Durchschnittlicher Wirkungsgrad eines Kraftwerks über ein Jahr nach Abzug des Eigenverbrauchs
Nettostromerzeugung	Stromerzeugung nach Abzug Eigenverbrauch und vor Netzverlusten
Oxyfuel	Technologie zur CO ₂ -Abscheidung: Brennstoff wird mit reinem Sauerstoff verbrannt, um Rauchgas mit sehr hohem CO ₂ -Gehalt zu erhalten
Post-Combustion	Technologie zur CO ₂ -Abscheidung: konventionelle Verbrennung mit Luft; CO ₂ -Abscheidung mittels Rauchgaswäsche
Referenztechnologie	Technologie auf dem Stand der Technik, mit der eine treibhausgaseffiziente Lösung im Hinblick auf Vermeidungspotenzial und -kosten verglichen wird

Sektor	<p>Im Rahmen dieser Studie vorgenommene Gruppierung von Wirtschaftszweigen¹, und zwar</p> <p>Energie: Emissionen aus zentraler, industrieller und dezentraler Stromerzeugung sowie aus der Erzeugung von Nah- und Fernwärme</p> <p>Industrie: Direkte und indirekte Emissionen aller Industriezweige mit Ausnahme der Stromerzeugung und des Transportsektors; inklusive industrieller Wärmeerzeugung</p> <p>Gebäude: Direkte und indirekte Emissionen aus privaten Haushalten und dem tertiären Sektor (GHD, öffentliche Gebäude, Gebäude in der Landwirtschaft)</p> <p>Transport: Emissionen aus dem <i>Straßenverkehr</i> (Personenverkehr: kleine, mittlere und große Personenkraftwagen (PKW), Güterverkehr: leichte Nutzfahrzeuge („Sprinterklasse“), mittlere und schwere Lastkraftwagen (LKW), Busse), dem <i>Schieneverkehr</i> (Personennah- und -fernverkehr, Güter), dem innerdeutschen <i>Luftverkehr</i> (ziviler Personen- und Frachtverkehr), inklusive Effekte durch Veränderungen im Kraftstoffmix (Mineralölindustrie)</p> <p>Entsorgungswirtschaft: Emissionen aus der Deponierung von Abfällen und aus der Behandlung von Abwasser</p> <p>Landwirtschaft: Emissionen aus Viehhaltung und Bewirtschaftung von Böden</p>
Stand der Technik	Durchschnittliche Energie- bzw. Treibhausgas-effizienz im heutigen (2006) Verkaufs- bzw. Investitionsmix
„Stand der Technik“-Projektion	Projektion der Entwicklung von Treibhausgasemissionen in Deutschland auf Basis des heute erwarteten Wirtschaftswachstums und bei allmählicher Durchdringung des Bestands mit dem Stand der Technik (für Details vgl. unten Seite 29ff.)
Stromkennziffer	Verhältnis von Strom- zu Wärmemenge in einer Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung
t	Tonne(n)
Treibhausgas	Treibhausgas im Sinne des Kyoto-Protokolls, d.h. CO ₂ (Kohlendioxid), CH ₄ (Methan), N ₂ O (Lachgas), HFC/PFC (Fluorkohlenwasserstoffe) und SF ₆ (Schwefelhexafluorid)

¹ Die Sektoren Energie, Industrie, Gebäude und Transport wurden im Rahmen der Studie jeweils in dedizierten Arbeitsgruppen bearbeitet, an denen Vertreter von Unternehmen und Verbänden teilnahmen, die in den Sektoren als Akteure und/oder Zulieferer aktiv sind. Die Entsorgungswirtschaft und die Landwirtschaft wurden jeweils in einer Reihe von Einzelinterviews mit Experten und Vertretern von Unternehmen und Verbänden diskutiert, jedoch nicht durch eigene Arbeitsgruppen abgedeckt.

TWh	Terawattstunde(n), d.h. eine Milliarde [10^9] kWh
TWh_{el}	Terawattstunde(n) elektrische Energie
TWh_{th}	Terawattstunde(n) thermische Energie
Vermeidungshebel	S. „Hebel“
Vermeidungskosten (in EUR/t CO₂e)	Zusätzliche Kosten (bzw. Ersparnisse), die sich durch den Einsatz einer Technologie mit geringerer Treibhausgasintensität gegenüber dem jeweils vorherrschenden Stand der Technik ergeben (ohne Berücksichtigung von Sekundäreffekten aus volkswirtschaftlicher Sicht), in der vorliegenden Studie aus Sicht des jeweiligen Entscheiders bewertet, d.h. unter Berücksichtigung der jeweils spezifischen Diskontierungsraten und Amortisierungszeiträume
Vermeidungs- kostenkurve	Zusammenstellung von Vermeidungspotenzialen und -kosten für einen Sektor
Vermeidungs- potenzial (in Mt CO₂e)	Potenzial zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, das sich durch die ambitionierte, aber in der Praxis realisierbare Umsetzung eines Vermeidungshebels ergibt
(Aus Entscheider- sicht) Wirtschaftlicher Vermeidungshebel	Vermeidungshebel, bei dessen Umsetzung für den Entscheider unter Berücksichtigung der jeweiligen Amortisierungszeiträume und Diskontierungsraten Einsparungen entstehen



Zusammenfassung der Studienergebnisse für den Energiesektor

Der Energiesektor – insbesondere die Stromerzeugung – ist für rund 35 Prozent der Emissionen in Deutschland verantwortlich (2004: 359 Mt CO₂e). Ohne Umsetzung weiterer Vermeidungshebel würden die Emissionen des Sektors bis 2020/2030 erheblich ansteigen, da auf Grund des Ausstiegs aus der Kernenergie emissionsintensivere Kohle- und Gaskraftwerke nachgebaut würden. Um demgegenüber die Emissionen aus der Stromerzeugung zu reduzieren, stellt – bei Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie² – im Rahmen der Umstellung des Energiemix der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 den wichtigsten Vermeidungshebel dar (34 Mt CO₂e). Mit der Umsetzung der entsprechenden Vermeidungshebel würde sich der Strommix in Deutschland im Jahr 2020 gegenüber heute erheblich verschieben: Erneuerbare Energien, Steinkohle und Braunkohle würden jeweils etwa ein Viertel, Gas ein Fünftel des Stroms in Deutschland liefern. Dadurch könnten – in Kombination mit dem reduzierten Strombedarf aus dem Industrie- und dem Gebäudesektor sowie mit der erhöhten Effizienz konventioneller Kraftwerke – die Emissionen des Sektors gegenüber dem heutigen Stand trotz Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernkraft um 21 Prozent gesenkt werden.

Im Jahr 2004 stammten 35 Prozent (359 Mt CO₂e) der Treibhausgasemissionen in Deutschland aus dem Energiesektor, dem neben der Stromerzeugung auch Anlagen zur Fernwärmeerzeugung zugerechnet wurden. Etwa die Hälfte der Emissionen des Energiesektors stammte aus der Verstromung von Braunkohle und ein weiteres Drittel aus der Verstromung von Steinkohle, obgleich beide Energieträger nur jeweils etwa ein Viertel zur Bruttostromerzeugung beitrugen. Der Strom in Deutschland war damit im europäischen Vergleich mit einer CO₂-Intensität von 0,57 t CO₂e/MWh³ eher emissionsintensiv.

Die Emissionen im Energiesektor sanken auf Grund eines leichten Rückgangs der Bruttostromerzeugung um 13 TWh (infolge des Umbruchs der Industrie in den neuen Bundesländern) und der spezifischen Emissionen (infolge der beginnenden Modernisierung bzw. des Austauschs von Kraftwerken) bis zum Jahr 1995 um 12 Prozent. Die bisher niedrigsten absoluten Emissionen wurden im Jahr 2000 erreicht: Trotz wieder ansteigender Bruttostromerzeugung führten der weitere Austausch veralteter Kraftwerke und die damit einhergehende Reduzierung der spezifischen Emissionen⁴ zu einem Absinken der Emissionen auf 337 Mt CO₂e (2000). Seit 2000 blieben die spezifischen Emissionen konstant, so dass die absoluten Emissionen bis 2004 mit der Bruttostromerzeugung um 7 Prozent auf 359 Mt CO₂e (2004) anstiegen⁵.

2 Zu den Auswirkungen einer Verzögerung des Ausstiegs aus der Kernenergie vgl. Seiten 18 und 62.

3 Bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

4 Von 0,69 t CO₂e/MWh (Basisjahr) auf 0,57 t CO₂e/MWh (2004) – bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

5 Die Bruttostromerzeugung entwickelte sich im betrachteten Zeitraum wie folgt: 550 TWh (1990), 537 TWh (1995), 577 TWh (2000), 616 TWh (2004).

Ohne Umsetzung weiterer Vermeidungshebel („Stand der Technik“-Projektion) steigen die Treibhausgasemissionen im Energiesektor in Deutschland deutlich an. Insbesondere im Zeitraum bis 2020 führt der Ausstieg aus der Kernkraft dazu, dass – ohne weitere politische Eingriffe – ein Mix aus CO₂-intensiveren Gas- und Kohlekraftwerken zugebaut werden müsste. Die Emissionen des Energiesektors steigen dadurch in der „Stand der Technik“-Projektion – bei insgesamt leicht steigender Bruttostromerzeugung⁶ – von 359 Mt CO₂e (2004) auf 408 Mt CO₂e (2020) bzw. 415 Mt CO₂e (2030). Entsprechend erhöht sich die CO₂-Intensität der Stromerzeugung von 0,57 t CO₂e/MWh (2004) auf 0,64 t CO₂e/MWh (2020) bzw. 0,62 t CO₂e/MWh (2030)⁷.

Gegenüber dieser „Stand der Technik“-Projektion sinkt die Stromnachfrage in Deutschland nach Umsetzung der Vermeidungshebel in den Industriesektoren, im Gebäudebereich und im Schienenverkehr, was zu einem Rückgang der Bruttostromerzeugung um 117 TWh auf 519 TWh (2020) führt. Dies entspricht einer Reduzierung um 16 Prozent im Vergleich zum Stand von 2004 (616 TWh). Diese Reduzierung vermindert die Treibhausgasemissionen des Energiesektors im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion um 70 Mt CO₂e⁸.

Obwohl die Nachfrage nach Strom durch Umsetzung der Vermeidungshebel in den Industriesektoren und im Gebäudebereich zurückgeht, müssen in Deutschland neue Erzeugungskapazitäten zur Produktion von 220 TWh errichtet werden. Durch den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie müssen etwa 150 TWh jährlich aus anderen Quellen erzeugt werden. Darüber hinaus gelangt eine Reihe von Kraftwerken an das Ende ihrer Lebensdauer und muss ersetzt oder erheblich modernisiert werden; dies führt zu einem Ersatzbedarf von Kapazitäten zur Erzeugung von ca. 70 TWh.

Im Zuge der notwendigen Ersatzinvestitionen kommt es zu einer erheblichen Umstrukturierung der Stromerzeugung in Deutschland. Zum einen werden die neu gebauten konventionellen Kraftwerke im Vergleich zum heutigen Bestand deutlich effizienter sein, zum anderen soll ein erheblicher Anteil der benötigten Stromerzeugung in Zukunft aus erneuerbaren Energien stammen.

Bei allen konventionellen Technologien zur Stromerzeugung werden in den Jahren bis 2020 wichtige technologische Verbesserungen eingeführt, welche die Wirkungsgrade der Kraftwerke erhöhen. Hierzu zählen beispielsweise die Wirbelschichttrocknung in der Stromerzeugung aus Braunkohle oder das 700°C-Kraftwerk (Steinkohle). In der „Stand der Technik“-Projektion wurde die Einführung der heute aktuellen Kraftwerkstechnik bereits berücksichtigt; die Zusatzpotenziale, die sich darüber hinaus aus weiterer Verbesserung der vorhandenen Technologien ergeben, sind deshalb vergleichsweise gering. Bereits in der „Stand der Technik“-Projektion erhöhen sich die durchschnittlichen Nettonutzungsgrade im Kraftwerkspark für Braunkohle von heute 34 Prozent auf 39 Prozent, für Steinkohle von 38 Prozent auf 43 Prozent und für Gas von 50 Prozent auf 58 Prozent. Eine weitere Effizienzsteigerung gegenüber der „Stand

6 Die Bruttostromerzeugung steigt in der „Stand der Technik“-Projektion von 616 TWh (2004) auf 636 TWh (2020) bzw. 661 TWh (2030). Darin sind neben dem Stromverbrauch aus dem Industrie- und dem Gebäudesektor (2004: 516 TWh) auch der Stromverbrauch von Schienenfahrzeugen sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverluste enthalten.

7 Berechnet auf Basis der Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

8 Die Vermeidungspotenziale aus den entsprechenden Maßnahmen wurden jeweils den stromverbrauchenden Sektoren zugerechnet. Mit dem Rückgang der Nachfrage sind für die Stromerzeugung auch 16 TWh vermiedene Verluste verbunden, die bei höherer Nachfrage durch den Eigenverbrauch der Kraftwerke und durch Netzverluste entstanden wären (entspricht ca. 10 Mt CO₂e); diese wurden dem Energiesektor zugerechnet.

der Technik“-Projektion durch Modernisierung (Retrofit) älterer Kraftwerke und zusätzliche Verbesserung neu gebauter Kraftwerke führt darüber hinaus zu einem Potenzial von knapp 5 Mt CO₂e zu Vermeidungskosten von bis zu 20 EUR/t CO₂e.

Den größten Beitrag zur Treibhausgasvermeidung in der Stromerzeugung in Deutschland leisten im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion die erneuerbaren Energien, aus denen bis 2020 etwa ein Viertel des in Deutschland erzeugten Stroms produziert werden soll. Diese strukturelle Verschiebung trägt zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 34 Mt CO₂e bei. Den größten Anteil daran haben die Stromerzeugung aus Wind (*Onshore/Offshore* mit jeweils ca. 11 Mt CO₂e) und Biomasse (fest/gasförmig, zusammen ca. 9 Mt CO₂e). Einen mengenmäßig kleineren Beitrag leistet der weitere Ausbau der Photovoltaik (knapp 2 Mt CO₂e), der auf Grund der hohen Förderung aus Entscheidersicht wirtschaftlich ist. Eine verstärkte Nutzung von Geothermie (ca. 1 Mt CO₂e) ist dagegen aus Entscheidersicht mit Vermeidungskosten von mehr als 100 EUR/t CO₂e verbunden und wurde daher im Gesamtpotenzial zunächst nicht berücksichtigt.

Die Vermeidungskosten, die durch diese Umstellung des Energiemix entstehen, liegen mit durchschnittlich 32 EUR/t CO₂e deutlich höher als das historisch beobachtete Niveau der CO₂-Preise im EU ETS⁹. Derzeit werden die meisten der geschilderten Vermeidungshebel allerdings durch Mechanismen außerhalb des EU ETS gefördert, so dass sich keine Rückwirkungen auf den CO₂-Preis ergeben sollten. Sollte sich dies in Zukunft ändern, so würden durch die Umstellung des Energiemix insbesondere für Industrieunternehmen erhebliche Zusatzkosten entstehen, sowohl durch direkte Kosten für die verbleibenden Emissionen als auch durch Erhöhung des Großhandelspreises für Strom (um ca. 15 EUR/MWh bei einem CO₂-Preis von 30 EUR/t CO₂e).

Im Zeitraum bis 2020 werden darüber hinaus die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerken in Betrieb gehen. Im Energiesektor ergeben sich hierdurch weitere Reduzierungen von knapp 6 Mt CO₂e zu Vermeidungskosten von gut 30 EUR/t CO₂e (Braunkohle) bzw. gut 50 EUR/t CO₂e (Steinkohle). Auch die Umsetzung dieser Vermeidungshebel im Rahmen des EU ETS hätte eine Strompreiserhöhung von 15 bis 25 EUR/MWh zur Folge.

In der oben geschilderten Entwicklung ist auch ein verstärkter Einsatz von KWK-Anlagen enthalten, der in der vorliegenden Untersuchung über den Wärmebedarf der verbrauchenden Sektoren (Gebäude und Industrie) abgeleitet wurde. Erwartet wird insgesamt ein Anstieg der Wärmemenge aus KWK von heute 134 TWh_{th} auf 191 TWh_{th}. Dies entspricht – bei steigenden Stromkennziffern der zunehmend effizienteren Anlagen – einem Anstieg der Stromproduktion aus KWK-Anlagen von heute 63 TWh_{el} auf 100 TWh_{el} bis 2020, d.h. etwa 19 Prozent der gesamten Stromerzeugung in diesem Jahr. Der höchste absolute Anstieg von KWK-Anlagen (plus 19 TWh_{el}) ist in der dezentralen Versorgung bei Blockheizkraftwerken (10 KW_{el} bis 10 MW_{el}), insbesondere in Neubaugebieten zu erwarten; die Nutzung von KWK-Anlagen in der Industrie nimmt demgegenüber nur um etwa 10 TWh_{el} zu. Die Vermeidungspotenziale, die sich durch die Umstellung auf KWK-Anlagen ergeben, wurden für die Wärmeversorgung von Gebäuden und Industrieanlagen in den jeweiligen Sektoren berücksichtigt.

9 In der Berechnung der Vermeidungskosten aus Entscheidersicht ist die EEG-Förderung enthalten. Vgl. für Details unten Seiten 47ff.

Insgesamt wurden damit im Energiesektor im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion Vermeidungspotenziale von 55 Mt CO₂e berücksichtigt. Nach Berücksichtigung des Nachfragerückgangs (70 Mt CO₂e) würde eine Umsetzung dieser Vermeidungshebel die Emissionen des Sektors auf 283 Mt CO₂e reduzieren, was gegenüber dem heutigen Stand einer Senkung um 21 Prozent entspräche. Gegenüber dem Basisjahr wäre dies eine Reduzierung um etwa 29 Prozent.

Neben der fortschreitenden Effizienzsteigerung in allen Technologien zur Stromerzeugung könnte auch eine verstärkte Nutzung von Erdgas (an Stelle von Braun- oder Steinkohle) einen erheblichen Beitrag zur Verringerung der Treibhausgasemissionen leisten. Wenn nicht nur – wie in der „Stand der Technik“-Projektion angenommen – die Hälfte der neu gebauten Kraftwerke, sondern drei Viertel der neuen Kapazitäten Gaskraftwerke wären, so ergäbe sich eine weitere Reduzierung der Emissionen um knapp 18 Mt CO₂e (2020), die allerdings mit Vermeidungskosten von knapp 28 EUR/t CO₂e (Erdgas statt Steinkohle) bzw. rund 50 EUR/t CO₂e (Erdgas statt Braunkohle) verbunden wären.

Eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke über eine durchschnittliche Laufzeit von 32 Jahren hinaus wurde im Basisszenario nicht eingeschlossen. Würde man die deutschen Kernkraftwerke, wie technisch möglich und in anderen westlichen Industrienationen üblich, 60 oder auch nur 45 Jahre laufen lassen, ergäbe sich für das Jahr 2020 ein um rund 90 Mt CO₂e höheres Vermeidungspotenzial als im Basisszenario¹⁰. Gleichzeitig würden die Vermeidungskosten im Vergleich zum Basisszenario, das die Beibehaltung des Kernkraftausstiegs unterstellt, um 4,5 Milliarden EUR pro Jahr geringer ausfallen.

¹⁰ Etwa 150 TWh Bruttostromproduktion aus Kernkraftwerken müssen beim Ausstieg aus der Kernenergie durch einen Zubau mix aus Kohle und Erdgas mit einer durchschnittlichen CO₂-Intensität von 0,64 t CO₂e/MWh (2020) abgedeckt werden.



Herkunft der Treibhausgasemissionen im Energiesektor

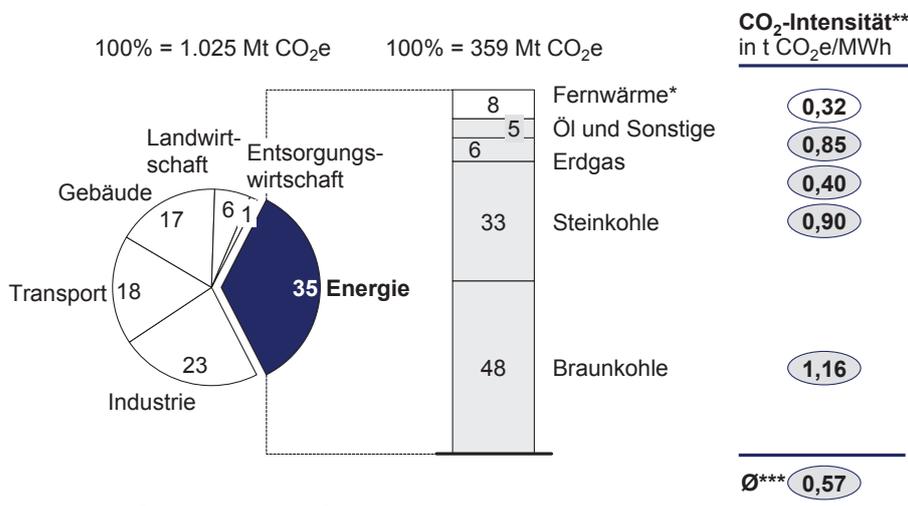
Im Jahr 2004 stammten 35 Prozent (359 Mt CO₂e) der Treibhausgasemissionen in Deutschland aus dem Energiesektor, dem neben der Stromerzeugung auch Anlagen zur Fernwärmeerzeugung zugerechnet wurden. Etwa die Hälfte der Emissionen des Energiesektors stammte aus der Verstromung von Braunkohle und ein weiteres Drittel aus der Verstromung von Steinkohle, obgleich beide Energieträger nur jeweils etwa ein Viertel zur Bruttostromerzeugung beitragen. Der Strom in Deutschland war damit im europäischen Vergleich mit einer CO₂-Intensität von 0,57 t CO₂e/MWh¹¹ eher emissionsintensiv.

35 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen stammten im Jahr 2004 aus dem Energiesektor. Dem Sektor sind dabei sämtliche zentralen, industriellen und dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung sowie zur Fernwärmeerzeugung zugerechnet. Mehr als 92 Prozent der Emissionen des Sektors wurden durch die Stromerzeugung verursacht, 8 Prozent entfielen auf die Fernwärmeerzeugung. Betrachtet wurde die Stromerzeugung in Deutschland; Stromimport-/exportbilanzen wurden nicht berücksichtigt.

Energiesektor: Anteil an Treibhausgasemissionen – Deutschland 2004

in Prozent

☐ Stromerzeugung



* Heizwerke/KWK-Wärme der Energieversorgungsunternehmen
 ** Auf Basis Nettostromerzeugung
 *** Einschließlich Kernkraft und erneuerbare Energien

Quelle: UBA, AG Energiebilanzen, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 1

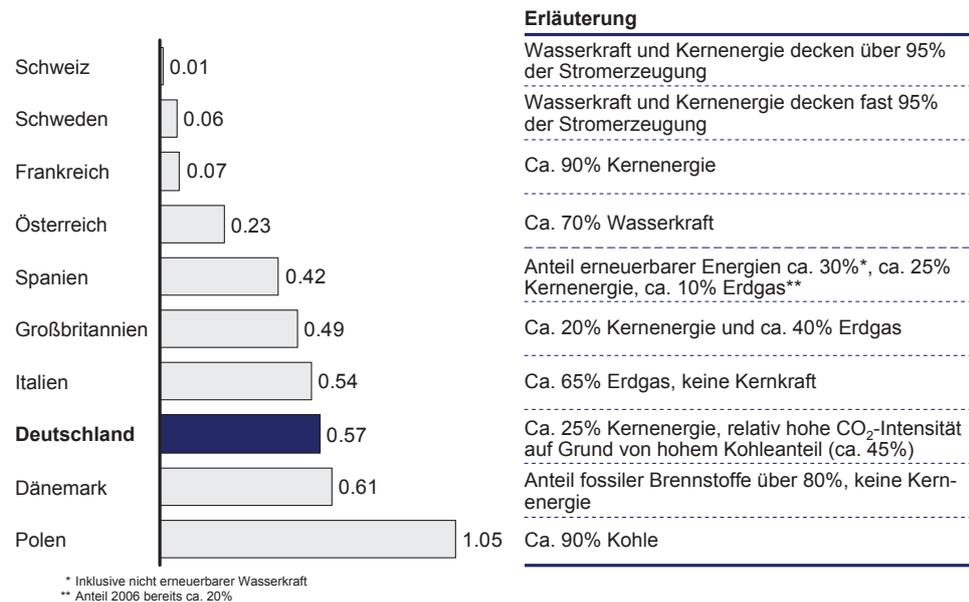
11 Bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

Wesentlich für die Emissionen in der Stromerzeugung waren die Braun- und Steinkohleanlagen. Beide Energieträger trugen mit Anteilen von 26 bzw. 23 Prozent jeweils rund ein Viertel zur Bruttostromerzeugung bei, machten aber aufgrund der vergleichsweise hohen CO₂-Intensitäten von 1,16 bzw. 0,90 t CO₂e/MWh 48 bzw. 33 Prozent der Emissionen aus. Die übrigen Kraftwerke auf Gas- und Ölbasis mit 6 bzw. 5 Prozent Anteil an der Bruttostromerzeugung verursachten 11 Prozent der Emissionen. Emissionsfrei sind Kernenergie mit einem Anteil von 27 Prozent an der Bruttostromerzeugung sowie sämtliche erneuerbaren Energien, deren Anteil im Jahr 2004 bei etwa 10 Prozent lag (vor allem Wind- und Wasserkraft). Daraus ergab sich eine durchschnittliche CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung von 0,57 t CO₂e/MWh¹², ein im europäischen Vergleich hoher Wert.

Wie in allen anderen europäischen Ländern ist der Mix der Stromerzeugung und damit dessen CO₂-Intensität eine Folge natürlicher Gegebenheiten sowie politischer Entscheidungen und wirtschaftlicher Erwägungen. In Deutschland steht Braunkohle aus heimischen Tagebauen sicher und kostengünstig zur Verfügung und wird daher zur Grundlaststromversorgung eingesetzt. Kernenergie wurde, ebenfalls zur Grundlaststromversorgung, nur bis in die 1980er Jahre zugebaut. Steinkohle, Erdgas, Öl und Sonstige schlossen zunächst die Lücke zur Deckung der Nachfrage. Der Anteil der erneuerbaren Energien wuchs stetig.

Energiesektor: Vergleich CO₂-Intensitäten Stromerzeugung – Europa 2004

in t CO₂e/MWh



Quelle: IEA, AG Energiebilanzen

Schaubild 2

Andere Länder, wie die Schweiz, Schweden, Frankreich und Österreich, haben wesentlich stärker auf emissionsfreie Energieträger wie Wasserkraft und Kernenergie gesetzt. Italien und Großbritannien weisen deutlich höhere Anteile von Erdgas an der Stromerzeugung auf.

12 Bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

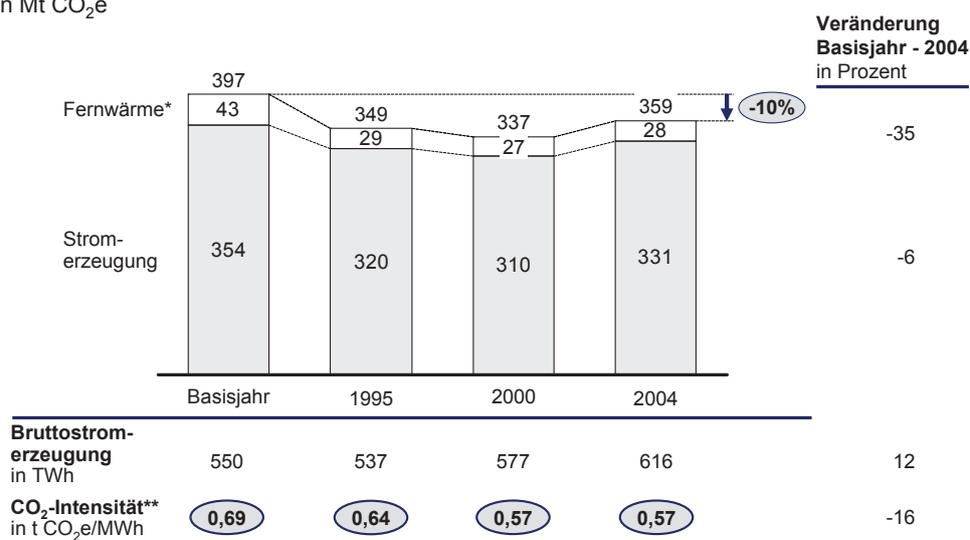
zeugung auf; in Großbritannien ist dies eine Folge der Verfügbarkeit heimischer Erdgasfelder. Im Vergleich zu Deutschland höhere CO₂-Intensitäten besitzen Länder wie Dänemark und Polen, die nicht über Kernkraft verfügen und einen hohen Anteil der Stromerzeugung über Kohle decken.



Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor seit 1990

Im Energiesektor sanken die Emissionen auf Grund eines leichten Rückgangs der Bruttostromerzeugung um 13 TWh (infolge des Umbruchs der Industrie in den neuen Bundesländern) und der spezifischen Emissionen (infolge der beginnenden Modernisierung bzw. des Austauschs von Kraftwerken) bis zum Jahr 1995 um 12 Prozent. Die bisher niedrigsten absoluten Emissionen wurden im Jahr 2000 erreicht: Trotz wieder ansteigender Bruttostromerzeugung führten der weitere Austausch veralteter Kraftwerke und die damit einhergehende Reduzierung der spezifischen Emissionen¹³ zu einem Absinken der Emissionen auf 337 Mt CO₂e (2000). Seit 2000 blieben die spezifischen Emissionen konstant, so dass die absoluten Emissionen bis 2004 mit der Bruttostromerzeugung um 7 Prozent auf 359 Mt CO₂e (2004) anstiegen¹⁴.

Energiesektor: Historische Entwicklung Treibhausgasemissionen – Deutschland Basisjahr - 2004
in Mt CO₂e



* Heizwerke/KWK-Wärme der Energieversorgungsunternehmen
** Auf Basis Nettostromerzeugung

Quelle: UBA, AG Energiebilanzen, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 3

Mit der Wiedervereinigung setzte im Jahr 1990 eine durchgreifende Modernisierung des ostdeutschen Energiesektors ein. Sie lässt sich an der Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Energiesektors direkt nachvollziehen. Im Zeitraum von 1990

13 Von 0,69 t CO₂e/MWh (Basisjahr) auf 0,57 t CO₂e/MWh (2004) – bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.
14 Die Bruttostromerzeugung entwickelte sich im betrachteten Zeitraum wie folgt: 550 TWh (1990), 537 TWh (1995), 577 TWh (2000), 616 TWh (2004).

bis 1995 nahm, getrieben durch den starken Rückgang der Industrieproduktion in Ostdeutschland, die Stromnachfrage und mit ihr die Bruttostromerzeugung um etwa 2,5 Prozent ab. Da in diesem Zeitraum bereits die ältesten und am wenigsten effizienten Anlagen aus dem Kraftwerkspark ausschieden, sank die CO₂-Intensität der Stromerzeugung von 0,69 auf 0,64 t CO₂e/MWh. Damit gingen die Emissionen des Energiesektors um 12 Prozent zurück von 397 auf 349 Mt CO₂e. Die Modernisierung des Kraftwerksparks setzte sich bis etwa zum Jahr 2000 fort, die CO₂-Intensität ging weiter zurück auf 0,57 t CO₂e/MWh¹⁵. Trotz des Anstiegs der Bruttostromerzeugung um 7 Prozent nahmen damit die Emissionen noch einmal um 3 Prozent ab auf 337 Mt CO₂e. Da sich die Emissionsintensität der Stromversorgung seitdem nicht mehr signifikant verbessert hat, stiegen die Emissionen parallel zur Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2004 wieder um rund 7 Prozent auf 359 Mt CO₂e an.

¹⁵ Bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.



Zukünftige Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor mit heutigem Stand der Technik („Stand der Technik“-Projektion)

Im Energiesektor in Deutschland steigen die Treibhausgasemissionen in der „Stand der Technik“-Projektion deutlich an. Insbesondere im Zeitraum bis 2020 führt der Ausstieg aus der Kernkraft dazu, dass – ohne weitere politische Eingriffe – ein Mix aus CO₂-intensiveren Gas- und Kohlekraftwerken zugebaut werden müsste. Die Emissionen des Energiesektors steigen dadurch in der „Stand der Technik“-Projektion – bei insgesamt leicht steigender Bruttostromerzeugung¹⁶ – von 359 Mt CO₂e (2004) auf 408 Mt CO₂e (2020) bzw. 415 Mt CO₂e (2030). Entsprechend erhöht sich die CO₂-Intensität der Stromerzeugung von 0,57 t CO₂e/MWh (2004) auf 0,64 t CO₂e/MWh (2020) bzw. 0,62 t CO₂e/MWh (2030)¹⁷.

„Stand der Technik“-Projektion: Methodik

Als Aufsetzpunkt für die Bewertung von technischen Hebeln zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschland wurde in der vorliegenden Studie eine „Stand der Technik“-Projektion erstellt. Diese Fortschreibung der Emissionsentwicklung je Sektor beruht auf zwei Grundprinzipien:

- Das derzeit prognostizierte Mengenwachstum (z.B. Produktionswachstum in der Industrie und der sich daraus ergebende Anstieg des Stromverbrauchs) wird als gegeben vorausgesetzt. In Summe entspricht das hier angenommene Wachstum einem Wachstum des Brutto sozialprodukts um 1,6 Prozent pro Jahr.
- Angenommen wird, dass alle neu angeschafften Güter jeweils auf dem durchschnittlichen Stand der Technik sind, der im heutigen Verkaufsbzw. Investitionsmix erreicht ist. Dabei werden für die verschiedenen Wirtschaftszweige jeweils spezifische Lebensdauern für verschiedene Güter berücksichtigt.

In dieser „Stand der Technik“-Projektion durchdringt der heutige Verkaufsbzw. Investitionsmix über Zeit den Bestand, bis nach komplettem Austausch aller Güter bzw. Anlagen für den gesamten Bestand die Effizienz dieses heutigen Verkaufsbzw. Investitionsmix erreicht ist. Diese „Stand der Technik“-Projektion erlaubt eine Bewertung von technischen Vermeidungshebeln, bei der Doppelzählungen vermieden werden. Damit unterscheidet sich die „Stand der Technik“-Projektion von einem *Business as usual*-Szenario, das üblicherweise implizit sowohl eine zu erwartende Weiterentwicklung von Technologien als auch eine über den heutigen Verkaufsbzw. Investitionsmix hinausgehende Durchdringung des Bestands mit der effizientesten Technik annimmt.

16 Die Bruttostromerzeugung steigt in der „Stand der Technik“-Projektion von 616 TWh (2004) auf 636 TWh (2020) bzw. 661 TWh (2030). Darin sind neben dem Stromverbrauch aus dem Industrie- und dem Gebäudesektor (2004: 516 TWh) auch der Stromverbrauch von Schienenfahrzeugen sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverluste enthalten.

17 Berechnet auf Basis der Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.

Bei der Bestandserneuerung wurde davon ausgegangen, dass die ausgetauschten Güter jeweils vollständig vom deutschen Markt verschwinden und in Deutschland keine Energie mehr verbrauchen bzw. keine Emissionen mehr verursachen. Emissionen, die durch einen Export „ausgebrauchter“ Güter (beispielsweise die Weitergabe alter Fahrzeuge oder Flugzeuge ins Ausland) entstehen könnten, wurden – im Sinne der Abgrenzung des Kyoto-Reportings – nicht auf die zukünftigen Treibhausgasemissionen in Deutschland angerechnet. Ferner wurde unterstellt, dass der Umfang zusätzlicher Emissionen, die durch eine Weiterverwendung ausgetauschter Güter innerhalb Deutschlands (z.B. Einsatz alter Kühlschränke oder Fernseher als Zweit- oder Drittgeräte) entstehen könnten, sich nicht signifikant auf den Gesamtenergieverbrauch bzw. die Gesamtemissionen auswirkt.

Bei der Ableitung der „Stand der Technik“-Projektion blieben politische Zielsetzungen und Selbstverpflichtungen einzelner Industrien unberücksichtigt. Gleiches gilt für staatliche Förderprogramme wie den Ausbau erneuerbarer Energien auf Basis des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Hier wurden lediglich Projekte berücksichtigt, die sich bereits heute im Bau oder in Planung befinden. Der Ausstieg aus der Kernenergie für die Stromerzeugung in Deutschland wurde als geltendes Recht im Basisszenario als gesetzt angenommen.

Die „Stand der Technik“-Projektion unterstellt für alle Sektoren bereits ambitionierte Investitionsentwicklungen. Durch den angenommenen Austausch des Bestands im regulären Investitionszyklus und das Vordringen des heutigen Stands der Technik werden damit in vielen Wirtschaftszweigen im Vergleich zur Effizienz im heutigen Bestand deutliche Effizienzgewinne erzielt.

„Stand der Technik“-Projektion: Annahmen und Ergebnisse für den Energiesektor

Im Energiesektor musste für die „Stand der Technik“-Projektion sowohl mit Blick auf die Energienachfrage als auch mit Blick auf die Energieversorgung eine Reihe von Annahmen getroffen werden:

- Die Entwicklung der *Stromnachfrage* wurde für die verbrauchenden Sektoren Industrie, Gebäude und Transport im Rahmen der Studie detailliert abgeschätzt, indem für jeden Sektor jeweils eine eigene „Stand der Technik“-Projektion entwickelt wurde, die das Wachstum des Sektors sowie das Vordringen effizienterer Technik in den Bestand berücksichtigt. Auf dieser Basis würde die Bruttostromerzeugung in der „Stand der Technik“-Projektion gegenüber 2004 bis zum Jahr 2020 um 4 Prozent (auf 636 TWh) und bis zum Jahr 2030 um 7 Prozent (auf 661 TWh) ansteigen.
- Für die Entwicklung der *Stromerzeugung* wurden verschiedene technologiespezifische Annahmen getroffen:
 - Kernkraft: In der „Stand der Technik“-Projektion wurde gemäß geltender politischer Beschlusslage der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie angenommen. Im Jahr 2004 hatte die Kernenergie noch einen Anteil von 27 Prozent an der Bruttostromerzeugung. In der „Stand der Technik“-Projektion fällt dieser Anteil auf 2 Prozent im Jahr 2020. Von heute rund 20 GW würden dann noch 2 GW

genutzt. Im Jahr 2022 würden die letzten Kernkraftwerke vollständig aus dem Kraftwerkspark ausscheiden.

- **Braunkohle:** Bestehende Braunkohlekraftwerke, die heute eine Gesamtkapazität von ca. 21 GW besitzen, scheiden in der „Stand der Technik“-Projektion nach Ende ihrer mit 45 Jahren angenommenen Lebensdauer aus dem Kraftwerkspark aus. Für die jeweils verbleibenden Kraftwerke wird von einer durchschnittlichen Auslastung von 85 Prozent bzw. 7.450 Volllaststunden ausgegangen. Dies entspricht im Wesentlichen der heutigen Auslastung. Darüber hinaus wurde ein Zubau von neuen Braunkohlekraftwerken angenommen, der die Gesamtkapazität bis zum Jahr 2020 auf ca. 23 GW erhöht. Hier liegt die Prämisse zugrunde, dass die als konstant angenommene Braunkohlefördermenge vollständig in Deutschland verstromt wird. Aufgrund von Effizienzsteigerungen lässt sich so mittels der heutigen Braunkohlemenge bis zum Jahr 2030 ein leichter Erzeugungszuwachs erreichen.
- **Steinkohle:** Auch die derzeit im Bestand befindlichen Steinkohlekraftwerke, die eine Gesamtkapazität von ca. 28 GW besitzen, scheiden in der „Stand der Technik“-Projektion nach Ende ihrer mit 45 Jahren angenommenen Lebensdauer aus dem Kraftwerkspark aus. Die Auslastung der jeweils verbleibenden Kraftwerke sinkt von heute durchschnittlich 55 Prozent bzw. 4.800 Volllaststunden auf durchschnittlich 39 Prozent bzw. 3.400 Volllaststunden im Jahr 2020, um dann konstant zu bleiben¹⁸.
- **Gas:** Bestehende Gaskraftwerke, die derzeit eine Kapazität von ca. 22 GW besitzen, scheiden in der „Stand der Technik“-Projektion ebenfalls nach Ende ihrer mit 30 Jahren angenommenen Lebensdauer aus dem Kraftwerkspark aus. Für die jeweils verbleibenden Kraftwerke wurde die heutige durchschnittliche Auslastung von 39 Prozent bzw. 3.400 Volllaststunden unterstellt¹⁹. Hierbei gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass die Auslastungen einzelner Kraftwerke deutlich voneinander abweichen können, je nachdem, ob sie als Grundlast- oder als Spitzenlastkraftwerke gefahren werden.
- **Öl-basierte und sonstige Stromerzeugungsanlagen:** Wegen ihrer geringen Bedeutung in Deutschland wurden für diese Anlagen in der „Stand der Technik“-Projektion vereinfachend konstante Kapazität und Produktion mit konstanter CO₂-Intensität unterstellt.
- **Wasserkraft:** Bestehende Wasserkraftanlagen mit einer Kapazität von ca. 9 GW werden weitergeführt und bei Bedarf ersetzt oder nachgerüstet. Daraus ergibt sich eine Zunahme der Kapazität von 1 GW bis zum Jahr 2020. Ein darüber hinausgehender Zubau ist aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Deutschland kaum möglich und wird in der „Stand der Technik“-Projektion nicht angenommen.

18 Der Rückgang der Auslastung ist bedingt durch eine sich mit zunehmendem Alter der Kraftwerke verschlechternde Kostenstruktur und mehr Stillstandzeiten, d.h., der Altbestand an Steinkohlekraftwerken bewegt sich in der *Merit-Order*-Kurve schrittweise vom Grundlast- in den Spitzenlastbereich.

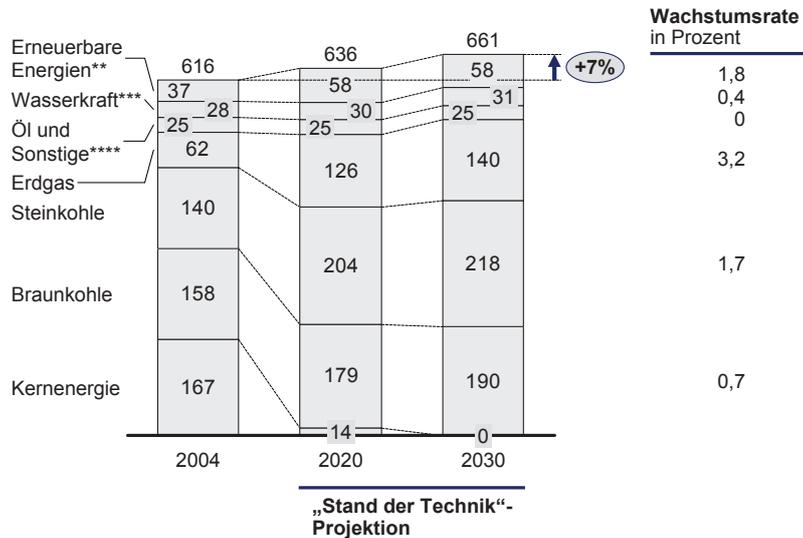
19 Hier kommt der zuvor für die Steinkohlekraftwerke beschriebene Alterungseffekt im Durchschnitt nicht zum Tragen.

- Erneuerbare Energien: Bestehende Anlagen, insbesondere Wind mit einer derzeit installierten Kapazität von ca. 21 GW (Stand Mitte 2007), werden unter Annahme historischer Auslastungen (z.B. Wind *Onshore* 1.750 Volllaststunden pro Jahr) bis 2030 weiterbetrieben. Ein über den heutigen Bestand bzw. den begonnenen oder in konkreter Planung befindlichen Kapazitätsausbau hinausgehender Ausbau erfolgt in der „Stand der Technik“-Projektion nicht, da diese Anlagen ohne Förderung nicht wettbewerbsfähig sind.
- Kraft-Wärme-Kopplung: In der „Stand der Technik“-Projektion wird die gekoppelt erzeugte Strommenge aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen konstant gehalten.
- Strom-Import/-Export: Im Jahr 2004 wurden per Saldo 7 TWh bzw. 1 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung exportiert. Da die Größenordnung dieses Effekts vernachlässigbar ist, wird in der „Stand der Technik“-Projektion von einer ausgeglichenen Import-Export-Bilanz ausgegangen.
- Für den Ersatz der aufgrund der politischen Beschlusslage aus dem Kraftwerkspark ausscheidenden Kernkraftwerke und der am Ende ihrer Nutzungsdauer stillgelegten, fossil befeuerten Kraftwerke sowie zur Deckung des wachsenden Strombedarfs in der „Stand der Technik“-Projektion wurde ein zweistufiges Vorgehen gewählt: In einem ersten Schritt wurden alle derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke sowie jene, deren Bau aufgrund fortgeschrittener Planungen abzu-sehen ist, als Neubau angenommen (11 GW Steinkohle, 3 GW Braunkohle und 11 GW Erdgas). Für die Braunkohle wurde, wie oben bereits näher beschrieben, mit einer bei konstanter Fördermenge leicht ansteigenden Erzeugung gerechnet. Die Nettonutzungsgrade der Ersatzinstallationen sind höher als die der aus dem Kraftwerkspark ausscheidenden Kraftwerke. In einem zweiten Schritt wurde dann für den verbleibenden Bedarf ein Neubaumix aus Steinkohle und Erdgas im Erzeugungsverhältnis 50:50 unterstellt. Der sich in diesen beiden Schritten ergebende Neubaumix bildet zugleich die Referenztechnologie für die Bewertung der Hebel zur Treibhausgasvermeidung im Energiesektor.

Aus den oben genannten Annahmen ergibt sich in der „Stand der Technik“-Projektion für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 der in Schaubild 4 dargestellte Mix der Stromerzeugung.

Energiesektor: „Stand der Technik“-Projektion Bruttostromerzeugung – Deutschland 2004 - 2030*

in TWh



* Bei Beibehaltung Kernkraftausstieg
 ** Exklusive Wasserkraft
 *** Inklusive nicht erneuerbarer Wasserkraft (ca. 6 TWh)
 **** Z.B. nicht biogener Müll, Grubengas

Quelle: UBA, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 4

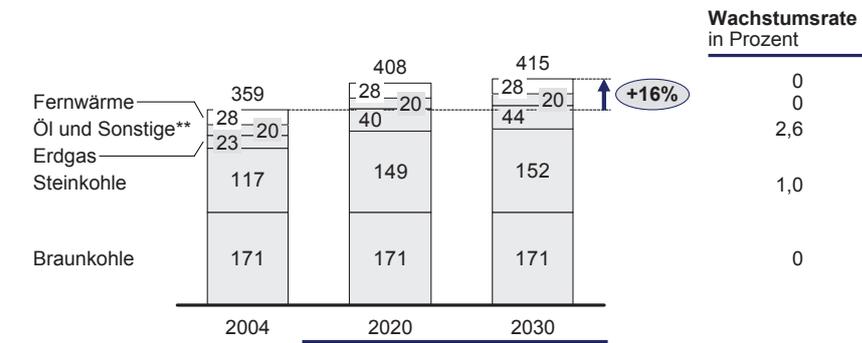
- **Wärmenachfrage:** Die Nachfrage nach Fernwärme wurde vor dem Hintergrund des vergleichsweise geringen Anteils der mit ihr verbundenen Emissionen in der „Stand der Technik“-Projektion als konstant angenommen.
- **Wärmeversorgung:** Der Erzeugungsmix der Fernwärme (Kraft-Wärme-Kopplung und reine Heizwerke) und die damit verbundenen Emissionen wurden in der „Stand der Technik“-Projektion ebenfalls als konstant angenommen.

In der „Stand der Technik“-Projektion steigen die Treibhausgasemissionen aus der Energieversorgung in Deutschland bis 2020 um 14 Prozent bzw. 49 Mt CO₂e gegenüber 2004, bis 2030 dann um weitere 2 Prozent bzw. 7 Mt CO₂e.

Energiesektor: „Stand der Technik“-Projektion Treibhausgasemissionen – Deutschland 2004 - 2030*

in Mt CO₂e

■ Stromerzeugung



„Stand der Technik“-Projektion

Bruttostromerzeugung TWh	616	636	661	0,3
CO₂-Intensität*** in t CO ₂ e/MWh	0,57	0,64	0,62	0,3

* Bei Beibehaltung Kernkraftausstieg
 ** Z.B. nicht biogener Müll, Grubengas
 *** Auf Basis Nettostromerzeugung, einschließlich Kernkraft und erneuerbare Energien

Quelle: UBA, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 5

Dieser Anstieg ist zu einem geringeren Teil auf die Zunahme des Stromverbrauchs in Industrie, Haushalten, Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor zurückzuführen (Zunahme um 4 Prozent bis 2020), zu einem größeren Teil aber auf den Anstieg der CO₂-Intensität der Stromerzeugung. Die Annahme des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie und die Konstanz der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK in der „Stand der Technik“-Projektion zieht zwangsläufig einen Zubau von CO₂-emittierenden Kohle- (und Gas-)Kraftwerken nach sich und führt so zu einer Verschlechterung der CO₂-Intensität der Stromerzeugung von 0,57 auf 0,64 t CO₂e/MWh bis zum Jahr 2020²⁰. Bis zum Jahr 2030 würden die Treibhausgasemissionen um weitere 5 Mt CO₂e ansteigen und damit 16 Prozent über dem Niveau von 2004 liegen. Dabei steigt die erzeugte Bruttostrommenge gegenüber dem Jahr 2020 noch einmal leicht an, während die spezifischen Emissionen durch das Vordringen modernerer Technik in den Kraftwerkspark leicht zurückgehen.

Die „Stand der Technik“-Projektion illustriert das Spannungsfeld, in dem sich die Stromerzeugung in Deutschland in den kommenden Jahren befindet. Der Ausstieg aus der Kernkraft erfordert einen signifikanten Neubau von Erzeugungskapazitäten. Nach rein wirtschaftlichen Erwägungen (und in der „Stand der Technik“-Projektion ohne Berücksichtigung von CO₂-Kosten und von Subventionen/Förderung) würden die notwendigen Neubaukapazitäten durch die Errichtung emissionsintensiver Kohle- oder Gasanlagen abgedeckt. Erneuerbare Energien, ohne Förderung nicht wettbewerbsfähig, hätten keinen Anteil an den zugebauten Kapazitäten.

20 Bezogen auf die Nettostromerzeugung, d.h. nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und vor Netzverlusten.



Hebel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor

In der vorliegenden Studie wurden insgesamt über 300 technische Vermeidungshebel bewertet, davon mehr als 30 im Energiesektor. Damit sind nach Einschätzung der beteiligten Unternehmen und Verbände alle derzeit diskutierten technischen Ansatzpunkte mit mittlerer bis hoher Realisierungswahrscheinlichkeit abgedeckt.

Bewertung von Hebeln zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen: Methodik

Bei der Bewertung der Vermeidungshebel wurde als Aufsetzpunkt die „Stand der Technik“-Projektion verwendet, die im vorigen Kapitel beschrieben ist. Die Bewertung der Vermeidungspotenziale und -kosten betrachtet neben dem Jahr 2020 auch das Jahr 2030, da im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 erhebliche technologische Weiterentwicklungen vor allem im Bereich der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage – CCS*) zu erwarten sind. Auf eine weitere Ausweitung des Zeithorizonts wurde verzichtet, da die Einschätzung weitergehender technologischer Entwicklungen für die Jahre nach 2030 aus heutiger Perspektive mit zu hohen Unsicherheiten behaftet ist. Allerdings ist davon auszugehen, dass im Zeitraum bis 2030 weitere innovative Technologien auf den Markt kommen können, die gegenüber heute eine weitere Steigerung der Energieeffizienz bzw. eine weitere Senkung von Emissionen bewirken können.

Jede Maßnahme wurde hinsichtlich ihres Vermeidungspotenzials für Treibhausgasemissionen und ihrer Nettokosten im Vergleich zur Referenztechnologie in der „Stand der Technik“-Projektion bewertet.

Die *Bewertung des Vermeidungspotenzials* erfolgte in drei Schritten:

1. Ermittlung des maximalen technischen Vermeidungspotenzials unter Berücksichtigung von externen Limitationen (z.B. technische Realisierbarkeit, Ressourcenknappheit oder Zyklen der Bestandserneuerung)
2. Festlegung der erwarteten Durchdringungsraten unter der hypothetischen Annahme, dass der Entscheider für die Mehrkosten der jeweiligen Maßnahme kompensiert wird. Die Durchdringung wurde so im Vergleich zum maximalen technischen Potenzial verringert, um beispielsweise nicht ökonomisch motivierten Präferenzen der Entscheider Rechnung zu tragen (z.B. Ablehnung von Energiesparlampen aufgrund besonderer Beleuchtungsbedürfnisse). Grundsätzlich reflektieren die Annahmen über die Durchdringungsraten aber ambitionierte und trotzdem in der Praxis realisierbare Umsetzungsvolumina.
3. Berücksichtigung von Interdependenzen mit anderen Vermeidungshebeln. Dies ist insbesondere im Energiesektor wichtig, da das Vermeidungspotenzial von der Reihenfolge der Betrachtung der Maßnahmen abhängt. Grundsätzlich wurden dabei folgende Priorisierungsregeln angewendet, über deren Nutzung jedoch im Einzelfall jeweils pragmatisch entschieden wurde:

- Vermeidung vor Verminderung: Maßnahmen zur Vermeidung von Energieverbrauch (z.B. Senkung des Stromverbrauchs) wurden vorlaufend bewertet, da sie in der Regel wirtschaftlich sind. Für die Berechnung der Vermeidungspotenziale im Energiesektor wurde zunächst die Stromnachfrage ermittelt, die sich nach Umsetzung aller Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in den anderen Sektoren ergibt. Auf der Basis dieser reduzierten Nachfrage wurden dann die Vermeidungshebel zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der Erzeugung bewertet.
- Vorhandene Technologien vor Zukunftstechnologien: Eine schnelle Umsetzung von Vermeidungshebeln ist nur in den Fällen möglich, in denen die notwendigen Technologien heute schon vorhanden sind. Entsprechende Vermeidungshebel (z.B. Verbesserung existierender Kraftwerkstechnik) wurden daher vor Hebeln priorisiert, die technologische Weiterentwicklung erfordern (z.B. CCS).

Die Berechnung der Vermeidungspotenziale erfolgte auf Basis der direkten Wirkung der Hebel. Vor- und Nachkette wurde im Rahmen dieser Studie abgesehen von der Bestimmung der Vermeidungspotenziale von Biokraftstoffen im Transportsektor nicht berücksichtigt, um Doppelzählungen zu vermeiden²¹.

Bei der *Berechnung der Vermeidungskosten* wurde jeweils die Differenz zwischen den Kosten des Vermeidungshebels und den Kosten der jeweiligen Referenztechnologie auf Basis einer Vollkostenrechnung bewertet, die Betriebskosten und Investitionen umfasst. Die Berechnung erfolgte nach spezifischer Prüfung, welche Referenztechnologie/-anlage durch die Maßnahme verdrängt wird. So führt beispielsweise der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien zu einer Verminderung des Zubaus und wird damit gegen den im Wesentlichen aus Braun- und Steinkohle und Erdgas bestehenden Mix gerechnet. Bei *Carbon Capture and Storage* hingegen ist die Referenz jeweils der spezifische Energieträger (Braunkohle-CCS gegen Braunkohle in verbesserter Kraftwerkstechnik). Der Kostenunterschied ergibt sich aus der Differenz der Kosten für die Maßnahme und den vermiedenen Kosten der Referenztechnologie. Weiterhin wurden für neue Technologien jeweils technologiespezifische Lernraten unterstellt, die zu einer allmählichen Kostendegression bis 2020 bzw. bis 2030 führen. An einem Beispiel aus dem Energiesektor kann das Vorgehen illustriert werden: Die Stromgestehungskosten für Photovoltaikstrom betragen heute ca. 340 EUR/MWh²². Auf Basis historischer Lernraten wurde bis 2030 eine Degression der Investitionskosten in Höhe von 75 Prozent angenommen. Dadurch reduzieren sich die Stromgestehungskosten auf ca. 100 EUR/MWh im Jahr 2030.

Die Berechnung der Vermeidungskosten erfolgte zum einen aus Perspektive des jeweiligen Entscheiders, zum anderen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive. Während die Vermeidungspotenziale der beiden Perspektiven sich nicht unterscheiden, gibt es im Energiesektor insbesondere bei den erneuerbaren Energien deutliche Unterschiede in den Vermeidungskosten. Aufgrund der Förderung sind die Vermeidungskosten aus Entscheiderperspektive deutlich niedriger als aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive.

21 Neben der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse und Photovoltaik fallen auch bei der CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) in der Vorkette Treibhausgasemissionen an.

22 Freiflächenanlage größer 1 MW Spitzenleistung.

- Bei der Bewertung der Vermeidungshebel aus der *Entscheiderperspektive* wurde insbesondere mit den jeweils spezifischen Amortisierungszeiträumen gerechnet. Für alle Investitionen im Energiesektor wurde in der Entscheiderperspektive mit einer Amortisierungsdauer von 20 Jahren gerechnet. Die einzige Ausnahme bilden *Offshore*-Windkraftanlagen mit einer Amortisierungsdauer von 15 Jahren. Als Zinssätze in der Entscheiderperspektive wurden 7 Prozent real angenommen. Förderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) wurden in der Entscheiderperspektive so berücksichtigt, wie sie sich in heutiger Gesetzgebung darstellen bzw. mit den hinterlegten Degressionen für die Zukunft ergeben werden²³. Steuern spielen hingegen in der Entscheiderperspektive im Energiesektor keine Rolle, da der Brennstoffeinsatz von einer Besteuerung ausgenommen ist, wenn er der Stromerzeugung dient. Auch Veränderungen in der Kaufbereitschaft, die sich aus der Umsetzung einzelner Vermeidungshebel ergeben können, wurden nicht abgebildet. Im vorliegenden Bericht zeigen wir – sofern nicht ausdrücklich anders angegeben – Vermeidungskosten aus der Entscheiderperspektive.
- Bei der Bewertung aus *gesamtwirtschaftlicher Perspektive* wurden gesamtwirtschaftliche Amortisierungszeiträume veranschlagt (z.B. 45 Jahre für Kohlekraftwerke und 30 Jahre für Gaskraftwerke). Die Kapitalkosten betragen wie in der Entscheiderperspektive 7 Prozent real. Kosteneinsparungen, z.B. durch reduzierte Energiekosten, wurden zu Herstellkosten der eingesparten Güter eingerechnet. Förderprogramme, Steuern und Transaktionskosten blieben bei der gesamtwirtschaftlichen Perspektive unberücksichtigt. Auf eine separate Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Perspektive wurde hier verzichtet, da für die Umsetzung der einzelnen Vermeidungshebel vor allem relevant ist, wie attraktiv sie für die jeweiligen Investoren sind. Lediglich bei den erneuerbaren Energien ist ein Vergleich beider Perspektiven dargestellt.

Vermeidungspotenziale und -kosten wurden für jeden Sektor in einer Vermeidungskostenkurve zusammengestellt. Diese Kurve zeigt auf der X-Achse, welchen Beitrag jeder einzelne Vermeidungshebel zur Treibhausgasvermeidung liefert. Auf der Y-Achse sind die Vermeidungskosten pro Tonne CO_{2e} für den jeweiligen Vermeidungshebel abgetragen, und zwar jeweils für ein bestimmtes Jahr. Die Vermeidungshebel, die sich links in der Vermeidungskurve (auf oder unterhalb der Nulllinie) befinden, sind aus Entscheidersicht über die Nutzungsdauer der Maßnahme wirtschaftlich, d.h. entweder kostenneutral oder sogar mit einer Ersparnis verbunden. Von links nach rechts sind die Maßnahmen in aufsteigender Reihenfolge nach der Höhe der jeweiligen Vermeidungskosten sortiert. Dabei sind die Vermeidungshebel jeweils überschneidungsfrei (auch für sich gegenseitig ausschließende Hebel), so dass das Vermeidungspotenzial aller Hebel über die Kurve addiert werden kann. Die Reihenfolge impliziert allerdings nicht, dass die Vermeidungshebel in der dargestellten Abfolge umgesetzt werden sollen. Eine Addition der Vermeidungskosten über die verschiedenen Sektoren hinweg ist dagegen nicht möglich, da es hierbei – auf Grund der gewählten Entscheiderperspektive – zu Überschneidungen kommt.

Für die Berechnung der Vermeidungspotenziale im Energiesektor wurde zunächst die Stromnachfrage ermittelt, die sich nach Umsetzung aller Maßnahmen zur Steigerung

23 „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“, BMU, 2007.

der Energieeffizienz in den anderen Sektoren ergibt. Auf der Basis dieser reduzierten Nachfrage wurden dann die Vermeidungshebel zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung bewertet. Die Berechnung der Vermeidungskosten für die Hebel im Energiesektor erfolgte jeweils im Vergleich mit der spezifischen Referenztechnologie bzw. -anlage, die durch die Umsetzung des Hebels ersetzt wird.

Für die Bewertung von Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz in den Bereichen Industrie, Gebäude und Transport wurde die durchschnittliche CO₂-Intensität der Stromerzeugung der zugebauten Kapazität aus der „Stand der Technik“-Projektion zu Grunde gelegt²⁴. Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Intensität in der Stromerzeugung wurden dem Energiesektor zugerechnet. Entsprechende Effekte aus der Stromerzeugung in industriellen KWK-Anlagen wurden ebenfalls im Energiesektor berücksichtigt, auch wenn der verstärkte Einsatz entsprechender Anlagen durch die Industrie veranlasst wird. Das entsprechende Vermeidungspotenzial in der industriellen Wärmeerzeugung wurde hingegen dem Industriesektor zugerechnet.

Im Vergleich mit dem Basisszenario wurde auch ein „Öl-Hochpreisszenario“ bewertet. In diesem sinken die Vermeidungskosten der meisten Maßnahmen in den energieverbrauchenden Sektoren im Vergleich zur jeweiligen Referenztechnologie um 10 EUR/t CO₂e bis zu 50 EUR/t CO₂e, da insbesondere durch Energieeffizienzmaßnahmen bei höheren Ölpreisen höhere Einsparungen entstehen. Die verstärkte Nutzung von Erdgas im Energiesektor (anstelle von Stein- oder Braunkohle) wäre durch die gestiegenen Gaspreise in einem solchen Szenario mit höheren Vermeidungskosten verbunden.

Wesentliche makroökonomische Grundannahmen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Sektorübergreifende Grundannahmen

		Annahmen			Quelle
		2010	2020	2030	
Allgemeine Grundannahmen	• Jährliches Wachstum BIP	1,6%	1,6%	1,6%	Global Insight
	• Bevölkerungsentwicklung in Mio.	82,0	80,7	78,5	DESTATIS
	• Diskontierungsraten (real)				Arbeitsgruppen
	– Energiesektor	7%	7%	7%	
	– Industriesektor	9,5%	9,5%	9,5%	
– Privatpersonen	4%	4%	4%		
Energiepreise, real (2005)	• Rohöl in USD pro Barrel*	57	52	59	Annual Energy Outlook 2007 (EIA)
	– Hochpreisszenario	63	66	75	EWI/EEFA**
	• Steinkohle in EUR/MWh	7,2	7,6	8,1	EWI/EEFA**
	• Braunkohle in EUR/MWh	4,3	4,3	4,3	EWI/EEFA**
	• Erdgas*** in EUR/MWh	20,1	18,8	20,3	EWI/EEFA**
	– Hochpreisszenario	22,0	23,0	25,0	EWI/EEFA**

* Umrechnung: 1 EUR = 1,2 USD
 ** Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030
 *** Frei Kraftwerk; berechnet auf Basis EIA Ölpreis

Schaubild 6

Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“

24 Die durchschnittliche CO₂-Intensität des Zubaumix aus Kohle und Erdgas nach Eigenverbrauch der Kraftwerke und nach Netzverlusten sinkt in der „Stand der Technik“-Projektion von 0,72 t CO₂e/MWh (2004) auf 0,64 t CO₂e/MWh (2020) und steigt dann auf 0,68 t CO₂e/MWh (2030).

Da die Vermeidungspotenziale und -kosten der einzelnen Vermeidungshebel im Energiesektor wesentlich von rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst werden, wurden in der vorliegenden Studie mit Blick auf den Energiesektor drei Szenarien bewertet: Neben dem Basisszenario gibt es ein „Öl-Hochpreisszenario“ und ein Szenario „Kernenergie“. Im Folgenden werden die drei betrachteten Szenarien detailliert erläutert.

- Das *Basisszenario* setzt auf den aktuellen politischen Rahmenbedingungen auf, berücksichtigt jedoch auch Interdependenzen mit den Sektoren Industrie, Gebäude und Transport, wie z.B. die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Kraft-Wärme-Kopplung. Das Basisszenario entspricht damit weitgehend, aber nicht vollständig dem für den Energiegipfel 2007 erarbeiteten EWI/Prognos-Szenario „Koalitionsvertrag“²⁵. Konkret heißt dies:
 - Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie erfolgt wie im Koalitionsvertrag vereinbart. Im Jahr 2020 werden noch 14 TWh Strom aus Kernenergie erzeugt. Es wird davon ausgegangen, dass in den Jahren 2020/21 die Laufzeiten der Kraftwerke Emsland, Neckar 2 und Isar 2 enden. Von einer Umverteilung von Restlaufzeiten von älteren auf neuere Kraftwerke mit der Folge einer früheren Abschaltung älterer Blöcke und einem Auslaufen der letzten Kernkraftwerke erst in den Jahren 2022 bis 2025 wird nicht ausgegangen.
 - Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Biomasse, *On-* und *Offshore*-Windkraft, Photovoltaik, Geothermie und erneuerbare Wasserkraft – wird bis zum Jahr 2020 auf 132 TWh zunehmen. Dies entspricht der Annahme im EWI/Prognos-Szenario „Koalitionsvertrag“. Eine stärkere Zunahme, etwa auf 163 TWh, wie im EWI/Prognos-Szenario „Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien“²⁶ angenommen, wird derzeit verhindert durch die aktuellen bzw. zu erwartenden Degressionssätze der Einspeisevergütung, die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gewährt werden. Insbesondere die Förderung von *Offshore*-Windkraftanlagen, wie derzeit im EEG hinterlegt²⁷, wäre hier prohibitiv niedrig. Aus dem „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ des BMU lässt sich ablesen, dass für den aus Entscheidersicht wirtschaftlichen Betrieb einer *Offshore*-Windkraftanlage eine Förderung zwischen 11,0 und 14,0 Cent/kWh erforderlich ist²⁸. Da die Politik die Notwendigkeit zur gezielten Förderung der *Offshore*-Windkraft erkannt hat, wird im Basisszenario davon ausgegangen, dass entsprechend eine Förderung von 11,0 Cent/kWh erfolgt.
 - Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nimmt im Basisszenario von 63 TWh heute bis zum Jahr 2020 um knapp 60 Prozent auf 100 TWh zu. Der überwiegende Teil des Zuwachses stammt dabei aus der Kraft-Wärme-Kopplung aus Nahwärme und Objektversorgung (von 8 TWh im Jahr 2005 auf 30 TWh im Jahr 2020). Bei industrieller KWK wird ein Anstieg von 29 auf 39 TWh gesehen, da in den Bereichen, in denen KWK möglich ist, diese bereits vielfach

25 „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“, EWI/Prognos, 2007.

26 „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“, EWI/Prognos, 2007.

27 12 Jahre erhöhte Vergütung i.H.v. 91 EUR/MWh danach Basisvergütung 62 EUR/MWh, ab 2008 Degression von 2 Prozent pro Jahr.

28 „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)“, BMU, 2007.

umgesetzt wurde und der Wärmebedarf insgesamt nicht steigt. Im Bereich der Fernwärmeerzeugung lässt sich die KWK-Strommenge kaum noch steigern. Vor dem Hintergrund abnehmender Fernwärmennachfrage (infolge verbesserter Gebäudedämmung) kann die Strommenge nur noch über einen Anstieg der Stromkennziffer gehalten, allenfalls sehr moderat gesteigert werden. Die im EWI/Prognos-Szenario „Koalitionsvertrag“ angenommenen 125 TWh KWK-Strommenge konnten damit aus der detaillierten Analyse der Potenziale im Industrie- und Gebäudesektor sowie zentraler Versorgung nicht abgeleitet werden²⁹.

- Es wird angenommen, dass CO₂-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage, CCS*) bei allen kohlebasierten und zudem bei der Hälfte der erdgasbasierten Neubauten ab 2020 eingesetzt wird. Dies ist eine sehr ambitionierte Annahme, da die entsprechenden Technologien erst in den nächsten Jahren in die Testphase eintreten. Auch für Bestandsanlagen wird die Nachrüstung von CCS-Technologie ab 2020 im Zuge ohnehin anstehender großer Revisionen angenommen, und zwar für etwa die Hälfte der nach 2005 errichteten Kohlekraftwerke.
 - Die Entwicklung des Stromverbrauchs wurde *bottom-up* in den Sektoren Industrie, Gebäude und Transport über die jeweiligen „Stand der Technik“-Projektionen und spezifischen Vermeidungsmaßnahmen ermittelt. Daraus ergeben sich für die Sektoren Strombedarfe und über deren Aggregation unter Berücksichtigung von Netzverlusten, Pumpspeicher- und Eigenverbräuchen der Kraftwerke ergibt sich die erforderliche Bruttostromerzeugung. Dieses Verfahren unterscheidet sich wesentlich von einer *Top-down*-Ableitung über Vorgabe eines Effizienzsteigerungsziels.
- Das *Öl-Hochpreisszenario* entspricht weitestgehend dem Basisszenario. Unabhängige Variable ist einzig der Rohölpreis. Wurde im Basisszenario in Anlehnung an EIA (2007)³⁰ mit einem Ölpreisverlauf von 57, 52 und 59 USD/Barrel für die Jahre 2010, 2020 und 2030 (in realen Zahlen 2005) gerechnet, basiert das Öl-Hochpreisszenario entsprechend dem EWI/EEFA-Hochpreisszenario (2007) auf 63, 66 und 75 USD/Barrel³¹. Der Gaspreis wurde entsprechend angepasst, die Preise für Kohle hingegen konstant gehalten.
- Das *Szenario Kernenergie* unterscheidet sich vom Basisszenario lediglich durch die Annahme der Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke von 32 auf 60 Jahre, wie sie technisch möglich und in verschiedenen anderen westlichen Industrienationen üblich sind. Damit entspricht dieses Szenario bis auf die bereits im Basisszenario genannten Abweichungen (Kraft-Wärme-Kopplung, Stromnachfrage) weitestgehend dem EWI/Prognos-Szenario „KKW“³². Die dort unterstellte Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um 20 Jahre auf 52 Jahre macht für 2020 keinen wesentlichen Unterschied und führt erst im Jahr 2030 zu einem geringeren Anteil von Kernenergie an der Stromversorgung.

29 „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“, EWI/Prognos, 2007.

30 „Annual Energy Outlook 2007“, EIA, 2007.

31 „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept“, EWI/EEFA, 2007.

32 „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“, EWI/Prognos, 2007.

Die quantitative Darstellung der Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung erfolgt zunächst im Basisszenario. Für die beiden übrigen Szenarien werden dann nachfolgend die wesentlichen Unterschiede im Vergleich dargestellt. In allen Szenarien wurde davon ausgegangen, dass Vermeidungshebel mit Kosten bis zu 20 EUR/t CO₂e realisiert werden. Zudem wurden Hebel berücksichtigt, die zur politisch gewollten Umstellung des Energiemix beitragen, insbesondere der weitere Ausbau erneuerbarer Energien³³.

Hebel zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Energiesektor bis 2020

In der Energiewirtschaft stellt – bei Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernenergie³⁴ – im Rahmen der Umstellung des Energiemix der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 den wichtigsten Vermeidungshebel dar (34 Mt CO₂e). Hierdurch entstehen für die Stromerzeuger Vermeidungskosten, die sich im Durchschnitt auf 32 EUR/t CO₂e (2020) belaufen³⁵. Mit der Umsetzung der entsprechenden Vermeidungshebel würde sich der Strommix in Deutschland im Jahr 2020 gegenüber heute erheblich verschieben: Erneuerbare Energien, Steinkohle und Braunkohle würden jeweils etwa ein Viertel, Gas ein Fünftel des Stroms in Deutschland liefern. Dadurch können – in Kombination mit dem reduzierten Strombedarf aus dem Industrie- und dem Gebäudesektor sowie mit der erhöhten Effizienz konventioneller Kraftwerke – die Emissionen des Sektors gegenüber dem heutigen Stand trotz Beibehaltung des Ausstiegs aus der Kernkraft um 21 Prozent gesenkt werden.

Insgesamt wurden im Energiesektor im Basisszenario Vermeidungshebel mit einem Potenzial von 76 Mt CO₂e (2020) betrachtet. Davon lassen sich 55 Mt CO₂e zu Vermeidungskosten bis 20 EUR/t CO₂e realisieren oder stammen aus Hebeln, die Teil der politisch gewollten Umstellung des Energiemix sind. Dazu gehören mit einem Potenzial von 10 Mt CO₂e auch vermiedene Verluste aus Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverlusten, die sich aus der Nachfragereduzierung der stromverbrauchenden Sektoren ergeben. Nach Einbeziehung des Nachfragerückgangs (70 Mt CO₂e) würde eine Umsetzung dieser Vermeidungshebel die Emissionen des Energiesektors auf 283 Mt CO₂e reduzieren, was gegenüber dem heutigen Stand einer Senkung um 21 Prozent entspräche. Gegenüber dem Basisjahr 1990 wäre dies eine Reduzierung um etwa 29 Prozent.

Die zum politisch gewollten Umbau des Energiemix gehörenden Hebel, d.h. der Ausbau der erneuerbaren Energien (34 Mt CO₂e, ohne Geothermie) und die Kraft-Wärme-Kopplung in der zentralen Stromversorgung (0,3 Mt CO₂e), sowie die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, CCS, knapp 6 Mt CO₂e), bieten im Jahr 2020 zusammen ein Vermeidungspotenzial von 40 Mt CO₂e, die sich zu

33 Exkl. Geothermie, da dieser Hebel im Vergleich zu den übrigen erneuerbaren Energien mit Vermeidungskosten von mehr als 100 EUR/t CO₂e unverhältnismäßig teuer ist. Für 2020 wurden zur Umstellung des Energiemix die Potenziale aus ersten Anlagen für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, CCS) in Höhe von 6 Mt CO₂e hinzugerechnet.

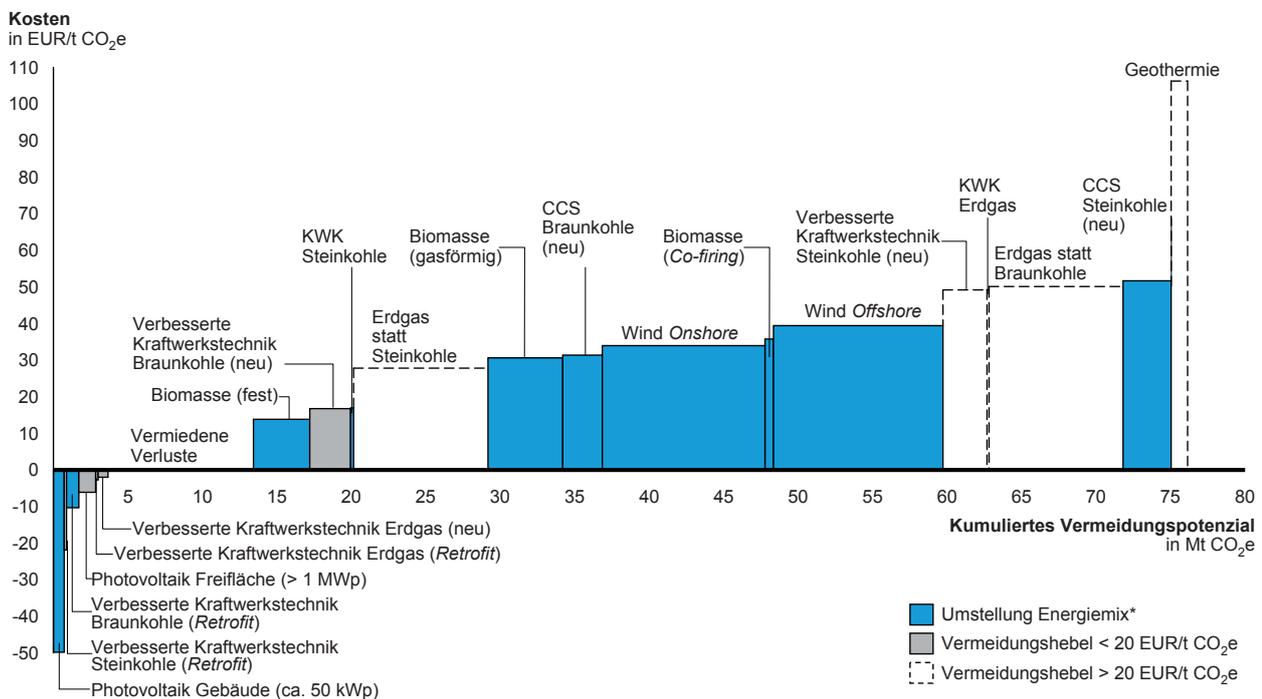
34 Zu den Auswirkungen einer Verzögerung des Ausstiegs aus der Kernenergie vgl. Seite 62.

35 In der Berechnung der Vermeidungskosten aus Entscheidungssicht ist die EEG-Förderung enthalten; ohne Berücksichtigung dieser Förderung würden die Vermeidungskosten der Maßnahmen im Durchschnitt bei knapp 80 EUR/t CO₂e liegen.

durchschnittlichen Vermeidungskosten von 32 EUR/t CO₂e realisieren lassen. Hinzu kommen knapp 5 Mt CO₂e aus dem Einsatz verbesserter Kraftwerkstechnik zu Vermeidungskosten unter 20 EUR/t CO₂e. Neben diesen Hebeln gibt es weitere, die jedoch nicht Bestandteil der politisch gewollten Umstellung des Energiemix sind und höhere Vermeidungskosten verursachen. Dazu gehört neben dem Einsatz verbesserter Kraftwerkstechnik beim Neubau von Steinkohlekraftwerken (knapp 3 Mt CO₂e) und der mit Vermeidungskosten von über 100 EUR/t CO₂e teuren Geothermie insbesondere die Substitution von Kohle durch Gas im Kraftwerksneubau (18 Mt CO₂e). Sie lässt sich für Steinkohle zu 28 EUR/t CO₂e und für Braunkohle zu 50 EUR/t CO₂e realisieren.

Energiesektor: Vermeidungskostenkurve – Deutschland 2020*

ENTSCHEIDER-PERSPEKTIVE
BASISSZENARIO 2020



* Bei Beibehaltung Kernkraftausstieg und unter Berücksichtigung der Förderung von erneuerbaren Energien (EEG), inklusive 6 Mt CO₂e aus CCS-Pilotprojekten

Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 7

Im Folgenden wird nun detailliert auf die Kosten und Potenziale der einzelnen Vermeidungshebel des Energiesektors im Jahr 2020 eingegangen. Hierzu zählen neben der Senkung der Energienachfrage aus den verbrauchenden Sektoren Industrie, Gebäude und Transport die Verbesserung konventioneller Kraftwerkstechnologie – im Neubau und durch Nachrüstung –, der Ausbau erneuerbarer Energien, die Abscheidung und Speicherung von CO₂, der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und die Verschiebung des Zubaus neuer Kraftwerke von Kohle zu Gas³⁶.

36 Die Treibhausgasreduzierung, die sich aus der Laufzeitverlängerung der existierenden Kernkraftwerke ergibt, wird im Rahmen des Szenarios „Kernenergie“ separat betrachtet (vgl. Seite 62).

Senkung der Energienachfrage

Die Senkung der Energienachfrage ergibt sich aus den Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, die in den Sektoren Industrie, Gebäude und Transport ausführlich abgeleitet wurden. Im Basisszenario wird im Jahr 2020 eine Reduzierung des Strombedarfs in Höhe von 19,5 Prozent (117 TWh) gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion erreicht. Einschließlich der zurückgegangenen Nachfrage nach Fernwärme entspricht dies einem Vermeidungspotenzial in Höhe von 70 Mt CO₂e. Aufgrund der verringerten Stromnachfrage aus den Sektoren Industrie, Gebäude und Transport kommt es zudem zu einer Reduzierung des Eigenstromverbrauchs von Kraftwerken sowie der Netzverluste im Energiesektor. Die sich hieraus ergebende Vermeidung in Höhe von 10 Mt CO₂e im Jahr 2020 wurde dem Energiesektor zugerechnet. Insgesamt resultiert damit aus den Effizienzsteigerungen in den stromverbrauchenden Sektoren eine Vermeidung in Höhe von 80 Mt CO₂e.

Verbesserung konventioneller Kraftwerkstechnologie

Bereits in der „Stand der Technik“-Projektion ist der Einsatz heutiger moderner Kraftwerkstechnologie, d.h. das Vordringen von Anlagen mit höheren Nettonutzungsgraden, berücksichtigt. Darüber hinausgehende Verbesserungen machen weitere Erhöhungen der Nettonutzungsgrade und damit Vermeidungen von Treibhausgasemissionen möglich. Ein Großteil des Potenzials ergibt sich im Neubau von Kraftwerken. Zudem lassen sich Treibhausgasemissionen durch die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit effizienterer Kraftwerkstechnologie reduzieren. Mittels verbesserter Kraftwerkstechnologie können im Jahr 2020 gut 7 Mt CO₂e zu durchschnittlichen Kosten von 24 EUR/t CO₂e eingespart werden, davon knapp 5 Mt CO₂e zu Vermeidungskosten unter 20 EUR/t CO₂e.

Für die Zeit nach 2010 wird davon ausgegangen, dass sich der Nettonutzungsgrad von neu gebauten Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken über den „Stand der Technik“ hinaus erhöht.

Der Nettonutzungsgrad eines Erdgaskraftwerks auf heutigem Stand der Technik beträgt 56 Prozent³⁷. Bis zum Jahr 2020 wird eine Verbesserung auf 61 Prozent erwartet. Diese Verbesserung wird zum einen getrieben durch kontinuierliche Anlagenoptimierung, zum anderen durch temperaturresistentere Materialien (z.B. Keramikschaufeln), die höhere Turbineneintrittstemperaturen ermöglichen. Die Erhöhung des Nettonutzungsgrads geht einher mit einem Anstieg der Investitionskosten pro kW installierte Leistung. Im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion steigen die Kosten dadurch um 15 Prozent bis 2020. Das Vermeidungspotenzial im Jahr 2020 beträgt knapp 1 Mt CO₂e. Diesem relativ geringen Potenzial liegen zwei Ursachen zu Grunde. Erstens wird die verbesserte Kraftwerkstechnologie erst ab 2010 eingeführt und durchdringt den Kraftwerkspark nur allmählich. Zweitens reduziert sich die CO₂-Intensität neuer Erdgaskraftwerke nur geringfügig von 0,36 t CO₂e/MWh im Jahr 2010 auf 0,33 Mt CO₂e/MWh im Jahr 2020. Die Maßnahme ist wirtschaftlich, da die Erhöhung der Kapitalkosten weniger stark wiegt als die Reduzierung der Brennstoffkosten aufgrund des steigenden Nettonutzungsgrads. Allerdings beträgt die Ersparnis lediglich rund 2 EUR/t CO₂e (2020).

37 Basierend auf dem unteren Heizwert.

Für ein Braunkohlekraftwerk beträgt der Nettonutzungsgrad auf heutigem Stand der Technik 43 Prozent. Bis 2020 wird eine Verbesserung auf 48 Prozent angenommen. Der Wirkungsgradanstieg um 5 Prozentpunkte bis 2020 wird größtenteils durch die Einführung der integrierten Braunkohlewirbelschichttrocknung erreicht, die eine effizientere Verbrennung ermöglicht. Zudem erfolgt – wie bei Erdgas- und Steinkohlekraftwerken – eine kontinuierliche Anlagenoptimierung. Die Erhöhung des Nettonutzungsgrades geht einher mit einem Anstieg der Investition pro kW installierte Leistung um 20 Prozent. Dies entspricht auch dem Anstieg gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion für das Jahr 2020. Das Vermeidungspotenzial beläuft sich im Jahr 2020 auf 2,7 Mt CO_{2e} und liegt damit leicht unterhalb des Wertes von Steinkohle, da die Nettonutzungsgradsteigerung sowie der Zubau von neuen Kraftwerken etwas niedriger ausfallen. Diesen beiden Hebeln wirkt allerdings die höhere Vermeidung pro Energieeinheit entgegen. So reduziert sich die CO₂-Intensität im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion um 0,12 t CO_{2e}/MWh bis 2020 (gegenüber 0,08 t CO_{2e}/MWh bei Steinkohle und 0,03 t CO_{2e}/MWh bei Erdgas). Die Vermeidungskosten im Jahr 2020 liegen bei 17 EUR/t CO_{2e}. Relativ zu Steinkohle ergibt sich eine Abweichung nach unten, da der Anstieg der Kapitalkosten pro MWh erzeugtem Strom geringer ausfällt. Dies erklärt sich vor allem durch die höhere durchschnittliche Auslastung von Braunkohlekraftwerken in Höhe von 85 Prozent (gegenüber 55 Prozent bei Steinkohle). Allerdings ist auch die Brennstoffkosteneinsparung bei Braunkohle geringer.

Der Nettonutzungsgrad eines Steinkohlekraftwerks auf heutigem Stand der Technik beträgt 45 Prozent. Zwischen den Jahren 2010 und 2020 wird eine Verbesserung auf 51 Prozent erwartet. Die Wirkungsgradsteigerung um 6 Prozentpunkte wird zum einen durch die Einführung der 700°C-Technologie mit einem Dampfdruck von ca. 350 Bar erreicht (zum Vergleich in der „Stand der Technik“-Projektion: Dampfdruck 280 Bar), zum anderen erfolgt eine weitere Optimierung der Anlage, z.B. durch Reduzierung des Eigenstromverbrauchs und durch eine Verbesserung des Generators. Die Erhöhung des Nettonutzungsgrads ist verbunden mit einem Anstieg der Investitionskosten pro kW installierte Leistung. Im Vergleich zur „Stand der Technik“-Projektion steigen die Kosten um 25 Prozent bis 2020. Diese Kostensteigerung ist vor allem getrieben durch die Verwendung von hochtemperaturfesten Werkstoffen auf Nickelbasis. Die Entwicklung der Investitionskosten unterliegt allerdings einer hohen Unsicherheit, da das Ausmaß des Kostenanstiegs stark von den zukünftigen Nickelpreisen abhängt. Das Vermeidungspotenzial im Jahr 2020 beträgt 2,9 Mt CO_{2e} und liegt damit deutlich oberhalb des Potenzials von Erdgaskraftwerken. Die Abweichung erklärt sich einerseits durch einen höheren Zubau von Steinkohlekapazitäten, andererseits führt der Nettonutzungsgradanstieg zu einer stärkeren Reduzierung der CO₂-Intensität als bei Erdgas: Gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion verringert sich die CO₂-Intensität neuer Kraftwerke von 0,75 t CO_{2e}/MWh auf 0,67 t CO_{2e}/MWh im Jahr 2020. Die Vermeidungskosten dieses Hebels betragen 49 EUR/t CO_{2e}. Die Verbesserung der Technologie von Steinkohlekraftwerken ist teurer als bei Erdgas, da zum einen die Investitionskosten pro Prozentpunkt Nettonutzungsgradsteigerung höher sind und zum anderen die Ersparnisse auf der Brennstoffseite aufgrund der im Vergleich zu Erdgas relativ kostengünstigen Steinkohle niedriger ausfallen.

Durch eine kontinuierliche Verbesserung von Kraftwerken, die bereits heute am Netz sind (*Retrofit*), lässt sich zusätzliches Vermeidungspotenzial heben. Sämtliche Kraftwerke aus dem heutigen Bestand, die auch 2030 noch am Netz sind, kommen unter der Maßgabe von Wirtschaftlichkeit für eine Nachrüstung in Frage. Es wird davon aus-

gegangen, dass diese Kraftwerke zwischen 2010 und 2020 sukzessive einer Nachrüstung unterzogen werden, die eine durchschnittliche Steigerung des Nettonutzungsgrads in Höhe von 0,5 Prozentpunkten erwirkt. Vereinfachend wurde hier angenommen, dass spezifische Kosten für die Nachrüstung nicht anfallen, d.h. die Steigerung des Nettonutzungsgrads tritt als „Nebeneffekt“ einer großen Kraftwerksrevision auf. Im Jahr 2020 wird ein Vermeidungspotenzial von 1,2 Mt CO₂e erreicht. Etwa zwei Drittel dieses Potenzials entfallen auf Braunkohlekraftwerke. Die Steigerung des Nettonutzungsgrads führt hier zur höchsten CO₂-Ersparnis pro Energieeinheit. Zum einen ist dies bedingt durch den hohen Emissionsfaktor von Braunkohle, zum anderen durch den niedrigen durchschnittlichen Nettonutzungsgrad von Braunkohlekraftwerken, die vor 1994 gebaut wurden (31 Prozent). Die Kosten dieses Vermeidungshebels sind negativ, da eingesparten Brennstoffkosten keine zusätzlichen Kapitalkosten für die Nachrüstung gegenüberstehen. Im Jahr 2020 betragen die Einsparungen 3 EUR/t CO₂e bei Erdgaskraftwerken, 22 EUR/t CO₂e bei Steinkohlekraftwerken und 10 EUR/t CO₂e bei Braunkohlekraftwerken.

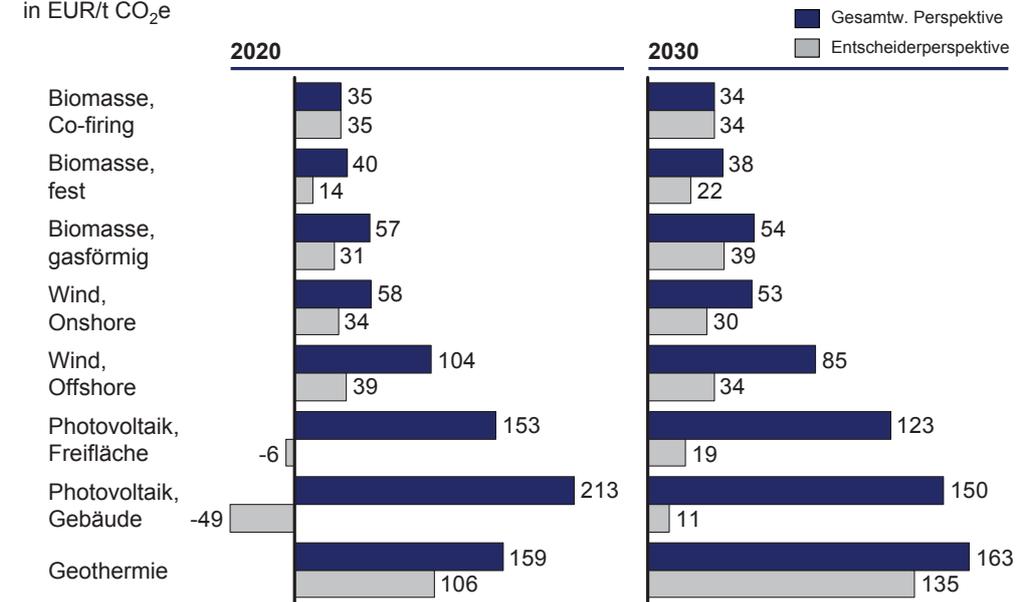
Ausbau erneuerbarer Energien

Im Basisszenario wird von einem Ausbau der erneuerbaren Energien auf 132 TWh bis zum Jahr 2020 ausgegangen. Dies entspricht dem Mengengerüst im EWI/Prognos-Szenario „Koalitionsvertrag“, bedeutet eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung von 11,4 Prozent im Jahr 2006 auf 25 Prozent im Jahr 2020 und ist gleichbedeutend mit einer Treibhausgasreduzierung in Höhe von 34 Mt CO₂e. Damit stellen die erneuerbaren Energien den wichtigsten Vermeidungshebel im Energiesektor dar. Einhergehend mit dem Ausbau erneuerbarer Energien wird von einer deutlichen Degression der Investitionskosten für diese Technologien ausgegangen. Dies führt zu einer signifikanten Reduzierung der Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien bis 2020. Als Aufsatzpunkt zur Festsetzung der Kostendegression je Technologie bis 2030 dienen die historisch beobachteten Lernraten³⁸.

Die durchschnittlichen Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien betragen aus Entsichtersicht 32 EUR/t CO₂e im Jahr 2020, während sie bei gesamtwirtschaftlicher Sichtweise – d.h. ohne Berücksichtigung der Förderung erneuerbarer Energien und bei Einbeziehung der zusätzlichen Belastungen für das Netz (insbesondere durch Windenergie) – bei 80 EUR/t CO₂e liegen. Der Vergleich beider Perspektiven zeigt die deutlichsten Unterschiede bei der Photovoltaik und bei der *Offshore*-Windkraft. Einzig bei *Co-firing* von Biomasse gibt es keinen Unterschied zwischen beiden Perspektiven, da dieses Verfahren nicht gefördert wird.

38 Die Lernrate stellt die prozentuale Degression der Investitionskosten bei einer Verdopplung der installierten Kapazität dar.

Energiesektor: Vermeidungskostenvergleich erneuerbare Energien – Deutschland 2020/2030

in EUR/t CO₂e

Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 8

Trotz unterstellter Förderung durch das EEG weisen die erneuerbaren Energien in den Jahren 2020 und 2030 mit Ausnahme der Photovoltaik in der Entscheiderperspektive deutlich positive Vermeidungskosten auf. Ursache hierfür ist die starke Degression der EEG-Fördersätze, welche den Rückgang der Stromgestehungskosten (über eine Lernrate) übersteigt³⁹. Die Entwicklung der Fördersätze bis 2030 basiert auf den im EEG festgelegten Degressionssätzen sowie auf den im Rahmen des „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ vorgeschlagenen Anpassungen⁴⁰. Ergänzend zu den dort hinterlegten Förderdegressionen wurde angenommen, dass der Fördersatz die Gestehungskosten für Strom in konventionellen, fossil befeuerten Kraftwerken nicht unterschreiten wird⁴¹. Bei steigenden Vermeidungskosten erneuerbarer Energien scheint es jedoch fraglich, ob der Gesetzgeber bis 2030 keine Anpassung der aus heutiger Sicht absehbaren EEG-Förderung nach oben vornimmt. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde eine solche Anpassung allerdings nicht unterstellt, um die Auswirkungen der heutigen Förderpolitik deutlich zu machen. Auf Basis der angenommenen Förderung steigen die EEG-Kosten aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien von heute 3,2 Milliarden EUR (2006) auf ca. 4 Milliarden EUR (real) im Jahr 2020⁴².

39 Heute, d.h. vor Eintreten von Kosten- und Förderdegression, sind Investitionen in erneuerbare Energien hingegen noch wirtschaftlich.

40 Z.B. Anhebung der Kostendegression für Photovoltaikstrom um 2 Prozentpunkte bis 2011, deutliche Steigerung der Fördersätze für *Offshore*-Windkraftanlagen.

41 Dabei wurde ein Mix aus Erdgas- und Kohlekraftwerken unterstellt.

42 Hierbei handelt es sich um EEG-Differenzkosten, d.h. gezahlte EEG-Umlage abzüglich des Marktwerts des im Rahmen des EEG erzeugten Stroms.

Wind

Im deutschen Energiemix spielt die Windenergie bereits heute eine wichtige Rolle. Es wird erwartet, dass sich die Dynamik des Windenergieausbaus *Onshore* wie *Offshore* auch in Zukunft weiter fortsetzt. Von heute 31 TWh verdoppelt sich die Stromerzeugung aus Windkraft auf rund 65 TWh im Jahr 2020, was sich in 22 Mt CO₂e Vermeidungspotenzial zu durchschnittlichen Kosten von 36 EUR/t CO₂e übersetzt. Damit stellt die Windenergie den mit Abstand wichtigsten Vermeidungshebel im Bereich erneuerbarer Energien dar.

- Im Jahr 2006 wurden 31 TWh aus *Onshore*-Windkraftanlagen erzeugt. Bis 2020 wird ein Ausbau auf 48 TWh prognostiziert. Getrieben wird dieses Wachstum zunächst vor allem durch die Erschließung neuer Standorte. Ab Mitte des nächsten Jahrzehnts wird *Repowering* (Kapazitätserhöhung) zunehmend an Bedeutung gewinnen, da die Flächenpotenziale in Deutschland begrenzt sind und es somit zu einem Mangel an guten Windstandorten kommt. Die Investitionskosten pro kW installierte Leistung werden heute mit 1.300 EUR angenommen und liegen damit deutlich höher als vor ein bis zwei Jahren. Ursache hierfür sind unter anderem die stark gestiegenen Stahlpreise. Die Betriebskosten wurden mit 0,018 EUR/kWh angesetzt. Bei durchschnittlich 1.750 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich heute so Stromgestehungskosten in Höhe von 0,088 EUR/kWh. Bis 2020 wird von einer 26-prozentigen Kostendegression der Investitionskosten ausgegangen (35 Prozent bis 2030), so dass die Stromgestehungskosten auf 0,067 EUR/kWh im Jahr 2020 sinken. Bei einer Kostenbetrachtung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive werden der Windenergie zusätzliche Kosten für die Bereitstellung von Regelenergie und Reservekapazität zugeordnet. Diese liegen in der Größenordnung 0,008 EUR/kWh im Jahr 2020. Das Vermeidungspotenzial des Hebels „Wind *Onshore*“ beträgt mit 11 Mt CO₂e im Jahr 2020 ein Drittel der gesamten Vermeidung aus erneuerbaren Energien. Die Vermeidungskosten betragen 34 EUR/t CO₂e. Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive liegen die Kosten allerdings erheblich höher (58 EUR/t CO₂e).
- Die Stromerzeugung mittels *Offshore*-Windkraftanlagen ist heute noch sehr gering. Eine breite Markteinführung dieser Technologie wird für den Beginn des kommenden Jahrzehnts erwartet. So sind bereits zahlreiche Windparks in Nord- und Ostsee genehmigt. Insgesamt bietet *Offshore*-Windenergie ein enormes Potenzial und könnte langfristig deutlich mehr als 10 Prozent der deutschen Stromerzeugung decken. Bis 2020 wird ein Ausbau auf 17 TWh erwartet. Die Stromgestehungskosten von *Offshore*-Windenergie liegen heute mit einem Schätzwert von 0,12 EUR/kWh deutlich höher als bei *Onshore*-Windenergie. Haupttreiber hierfür sind die Investitionskosten pro kW installierte Leistung in Höhe von etwa 2.600 EUR. Damit sind sie doppelt so hoch wie für *Onshore*-Anlagen. Insbesondere das Fundament ist deutlich kostenintensiver, da die meisten deutschen *Offshore*-Windparks aus Naturschutzgründen in mehr als 30 km Entfernung von der Küste und damit in Wassertiefen um 40 m errichtet werden müssen. Auch die *Offshore*-Betriebskosten von 0,032 EUR/kWh liegen ca. 75 Prozent höher als die von *Onshore*-Anlagen. Allerdings erzielen *Offshore*-Anlagen deutlich höhere Auslastungen als Anlagen an Land (3.250 gegenüber 1.750 Volllaststunden). Die besseren Windverhältnisse über dem Meer kompensieren somit teilweise die höheren Investitions- und Betriebskosten. Bis zum Jahr 2020 wird von einer Degression der Investitionskosten um 34 Prozent ausgegangen (40 Prozent bis 2030). Als Folge verringern sich die Stromgestehungskosten

auf 0,073 EUR/kWh im Jahr 2020. Somit erreicht *Offshore*-Windenergie ab 2020 fast die Wettbewerbsfähigkeit mit der *Onshore*-Erzeugung. Gesamtwirtschaftlich ergeben sich aus *Offshore*-Windenergienutzung allerdings zusätzliche Kosten, so dass die Stromgestehungskosten in dieser Betrachtung merklich höher liegen als in der Entscheiderperspektive (heute: 0,143 EUR/kWh; 2020: 0,098 EUR/kWh). Es entstehen insbesondere Kosten für den Netzanschluss und -ausbau, die der Betreiber nicht selbst tragen muss. Diese liegen in der Größenordnung von 800 EUR pro kW installierte Leistung. Hierbei ist der Stahlpreisanstieg seit 2005 noch nicht berücksichtigt. Zudem fallen Kosten für Regelenergie und Reservekapazität in Höhe von ca. 0,005 EUR/kWh im Jahr 2020 an. Die Abweichung nach unten bei letztgenanntem Kostenblock gegenüber *Onshore*-Windenergie ergibt sich aufgrund der höheren Volllaststunden von *Offshore*-Windkraftanlagen. Das Vermeidungspotenzial von *Offshore*-Windenergie beträgt im Jahr 2020 11 Mt CO_{2e} und liegt damit in derselben Größenordnung wie die Vermeidung durch *Onshore*-Windenergie. Die Vermeidungskosten betragen aus Entscheiderperspektive 39 EUR/t CO_{2e} (2020). Die gesamtwirtschaftlichen Vermeidungskosten sind mit 104 EUR/t CO_{2e} mehr als doppelt so hoch.

Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse trug im Jahr 2006 etwa 3 Prozent (18,8 TWh) zur Bruttostromerzeugung in Deutschland bei. Dabei werden drei unterschiedliche Verfahren angewendet: das alleinige Verbrennen fester Biomasse (meist in kleineren Anlagen), das Verbrennen von Biogas sowie die Beimischung von Biomasse zu einem anderen Brennstoff (*Co-firing*, in der Regel wird feste Biomasse Kohle beigemischt). Durch die Nutzung heimischer Biomassepotenziale lässt sich bis zum Jahr 2020 eine Verdoppelung auf ca. 35 TWh realisieren (ca. 16 TWh Biogas, ca. 15 TWh feste Biomasse und ca. 4 TWh *Co-firing*). Im Jahr 2020 ergibt sich so ein Vermeidungspotenzial in Höhe von 9 Mt CO_{2e} zu durchschnittlichen Kosten von 24 EUR/t CO_{2e}. Etwas mehr als die Hälfte der speziellen Biomassekraftwerke ist auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb ausgelegt und erzeugt neben Elektrizität auch Wärme. Die aus der KWK resultierenden zusätzlichen Vermeidungspotenziale und Kosten wurden in den Sektoren Gebäude und Industrie näher analysiert. Im Bereich der Fernwärmeerzeugung wird nicht von einem Zuwachs von Biomasse-KWK ausgegangen. Für die Kalkulation der Stromgestehungskosten wurde die ungekoppelte Erzeugung von Elektrizität angenommen.

- Die heutigen Investitionskosten eines Biomassekraftwerks, das mit fester Biomasse befeuert wird, liegen bei ca. 2.000 EUR pro kW installierte Leistung und werden sich bis 2020 um etwa 10 Prozent reduzieren (15 Prozent bis 2030). Auf der Betriebskostenseite entfällt das Gros der Kosten mit 0,045 EUR/kWh auf den Brennstoff. Es wurde ein Biomassepreis in Höhe von 18 EUR/MWh_{th} zu Grunde gelegt, der auf durchschnittlichen Bereitstellungskosten unterschiedlicher Biomassearten (z.B. Waldrest- und Schwachholz) basiert. Marktpreise können allerdings unter Umständen deutlich über diesem Niveau liegen. Insgesamt betragen die Betriebskosten 0,06 EUR/kWh. Ausgehend von 7.000 Volllaststunden im Jahr ergeben sich so heute Stromgestehungskosten in Höhe von 0,085 EUR/kWh. Bis 2020 reduzieren sich die Kosten leicht auf 0,081 EUR/kWh. Das Vermeidungspotenzial aus der Verstromung fester Biomasse beläuft sich im Jahr 2020 auf 4 Mt CO_{2e} zu Vermeidungskosten von rund 14 EUR/t CO_{2e}. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht betragen die Vermeidungskosten etwa 40 EUR/t CO_{2e}.

- Die Investitionskosten eines Biogaskraftwerks betragen heute ca. 3.000 EUR pro kW installierte Leistung und somit ca. 50 Prozent mehr als bei fester Biomasse. Allerdings wird bis 2020 eine höhere Degression der Investitionskosten von 21 Prozent prognostiziert (30 Prozent bis 2030). Auf der Betriebskostenseite fallen analog zur Verstromung fester Biomasse 0,06 EUR/kWh an. Hier wurde ebenfalls ein Biomassepreis in Höhe von 18 EUR/MWh_{th} angenommen. Ausgehend von 7.000 Volllaststunden ergeben sich so heute Stromgestehungskosten in Höhe von 0,101 EUR/kWh. Die Kosten reduzieren sich auf 0,092 EUR/kWh bis 2020. Das Vermeidungspotenzial aus Biogasverstromung fällt etwas höher aus als bei fester Biomasse. Es beläuft sich im Jahr 2020 auf 5 Mt CO_{2e} zu Vermeidungskosten von 30 EUR/t CO_{2e}. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht betragen die Kosten 57 EUR/t CO_{2e}.
- Die Stromerzeugung aus *Co-firing* von Biomasse steigt bis 2020 gegenüber heute um etwa 1 TWh an. Aus zwei Gründen wurde hier kein höheres Ausbaupotenzial angenommen. Erstens stellt sich bei *Co-firing* die prinzipielle Herausforderung, dass eine große Menge Biomasse an einem Ort verfügbar sein muss, um eine effiziente Stromerzeugung zu gewährleisten. Zweitens erhält das *Co-firing* keine Förderung im Rahmen des EEG. Da *Co-firing* in Großkraftwerken erfolgt, wurde zur Bestimmung der Vermeidungskosten die Kostenstruktur von Steinkohlekraftwerken zu Grunde gelegt. Somit ergeben sich Stromgestehungskosten, die etwas unterhalb der Kosten fester und gasförmiger Biomasse liegen. Ausgehend von einem Biomassepreis in Höhe von 18 EUR/MWh_{th} betragen sie heute 0,071 EUR/kWh und ändern sich kaum im Laufe der Zeit. Das Vermeidungspotenzial aus *Co-firing* ist verhältnismäßig gering. Es beläuft sich im Jahr 2020 auf weniger als 1 Mt CO_{2e}. Die Vermeidungskosten im Jahr 2020 liegen bei 35 EUR/t CO_{2e}. Trotz geringerer Stromgestehungskosten als bei fester Biomasse fallen die Vermeidungskosten damit höher aus. In der gesamtwirtschaftlichen Perspektive, d.h. ohne Förderung, sind die Vermeidungskosten beim *Co-firing* mit 35 EUR/t CO_{2e} (2020) hingegen niedriger als bei alleiniger Stromerzeugung aus fester Biomasse (40 EUR/t CO_{2e}) und Biogas (57 EUR/t CO_{2e}).

Photovoltaik

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik verzeichnete in den zurückliegenden Jahren einen sehr starken Anstieg. Der Beitrag zur deutschen Stromerzeugung ist jedoch nach wie vor gering (0,3 Prozent im Jahr 2006). Bis 2020 wird mehr als eine Verdopplung der Erzeugung von heute 2 TWh auf 5 TWh prognostiziert⁴³. Dies bedeutet eine Abschwächung der in der Vergangenheit beobachteten Wachstumsdynamik. Ursache hierfür ist die zu erwartende Erhöhung der heutigen EEG-Degressionssätze ab 2009. Doch auch vor dem Hintergrund einer stärkeren Degression der Förderung handelt es sich hierbei um eine konservative Wachstumsannahme mit sehr hoher Unsicherheit.

Im Jahr 2006 wurden 2 TWh aus Photovoltaik erzeugt. Davon entfielen 1,9 TWh auf gebäudegebundene Anlagen. Bis 2020 wird ein Ausbau auf 3,2 TWh prognostiziert. Die Investitionskosten betragen heute ca. 4.000 EUR pro kW installierte Leistung, während sich die Betriebskosten auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau bewegen

43 Die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken wurde nicht als Vermeidungshebel betrachtet, da die Globalstrahlung in Deutschland für einen effizienten Betrieb solcher Anlagen nicht ausreichend ist.

(0,025 EUR/kWh). Somit ergeben sich unter Annahme von durchschnittlich 875 Volllaststunden pro Jahr heutige Stromgestehungskosten von 0,48 EUR/kWh. Bis 2020 wird eine rund 65-prozentige Degression der Kapitalkosten erwartet (75 Prozent bis 2030), wodurch sich die Stromgestehungskosten auf 0,16 EUR/kWh im Jahr 2020 reduzieren. Grundvoraussetzung für diese Kostendegression sind massive Sprünge der Photovoltaiktechnologie in den kommenden 15 Jahren, z.B. durch Verringerung des Materialverbrauchs für Solarzellen (Dünnschichttechnologie). Aber auch die Entwicklung neuer Technologien (z.B. Farbstoffzellen oder organische Solarzellen) besitzt das Potenzial, die Investitionskosten deutlich zu reduzieren. Das Vermeidungspotenzial beträgt etwas weniger als 1 Mt CO_{2e} im Jahr 2020. Dies entspricht ca. 2 Prozent des Potenzials der erneuerbaren Energien. Aus Entscheidersicht bleibt die Photovoltaik bis zum Jahr 2020 wirtschaftlich. Die Einsparung beträgt etwa 49 EUR/t CO_{2e}, da die Reduzierung der Stromgestehungskosten annähernd die Degression der EEG-Förderung kompensiert. In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung – also insbesondere ohne Berücksichtigung der EEG-Förderung – liegen die Kosten deutlich höher. Sie belaufen sich im Jahr 2020 auf etwas mehr als 200 EUR/t CO_{2e}.

Die Stromerzeugung aus Freiflächenphotovoltaikanlagen betrug im Jahr 2006 nur etwa 0,1 TWh. Bis 2020 wird ein Hochlauf auf 1,8 TWh prognostiziert. Aufgrund von Skaleneffekten liegen die heutigen Investitionskosten mit ca. 3.700 EUR pro kW installierte Leistung leicht unterhalb der Kosten von Aufdachanlagen. Die im Vergleich zu gebäudegebundenen Anlagen geringeren Betriebskosten in Höhe von 0,01 EUR/kWh resultieren vor allem aus niedrigeren Aufwendungen für Versicherung und Instandhaltung. Zudem liegt die Auslastung von Freiflächenanlagen ca. 10 Prozent höher als im Fall von gebäudeintegrierten Anlagen, da in der Regel eine bessere Ausrichtung zur Sonne vorliegt. Somit ergeben sich heute Stromgestehungskosten in Höhe von 0,37 EUR/kWh – dies sind 20 Prozent weniger als bei gebäudeintegrierten Anlagen. Die Degression der Kapitalkosten um rund 65 Prozent bis 2020 (75 Prozent bis 2030) verringert die Stromgestehungskosten auf knapp 0,13 EUR/kWh im Jahr 2020 (0,10 EUR/kWh im Jahr 2030). Das Vermeidungspotenzial bewegt sich in einer ähnlichen Größenordnung wie bei gebäudeintegrierten Anlagen. Es beträgt etwas mehr als 1 Mt CO_{2e} im Jahr 2020.

Geothermie

Die Stromerzeugung aus Geothermie befindet sich zurzeit in Deutschland noch in einem Versuchsstadium. Im Jahr 2006 betrug die Produktion weniger als 0,5 GWh. Auch zukünftig wird nicht erwartet, dass die Geothermie einen signifikanten Beitrag zur deutschen Stromerzeugung liefern kann. Die Stromerzeugung steigt auf 1,6 TWh im Jahr 2020. Die Investitionskosten betragen heute ca. 9.000 EUR pro kW installierte Leistung und die Betriebskosten bewegen sich in einer Größenordnung von 0,07 EUR/kWh. Ausgehend von 7.000 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich heute Stromgestehungskosten von etwa 0,19 EUR/kWh. Eine Degression der Investitionskosten von 8 Prozent bis 2020 (10 Prozent bis 2030) führt zu einer leichten Reduzierung der Stromgestehungskosten auf ca. 0,18 EUR/kWh im Jahr 2020. Das Vermeidungspotenzial beläuft sich auf etwa 1 Mt CO_{2e} zu Vermeidungskosten von 106 EUR/t CO_{2e}. Technologische Durchbrüche sind möglich, sind heute jedoch noch nicht absehbar und werden daher nicht unterstellt.

Wasserkraft

Die Wasserkraft leistet bereits heute einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasvermeidung in Deutschland. Im Jahr 2006 wurden ca. 22 TWh (3,5 Prozent der Bruttostromerzeugung) aus erneuerbarer Wasserkraft erzeugt. Für die Zukunft ist allerdings mit keiner über die in der „Stand der Technik“-Projektion hinterlegte Strommenge hinausgehenden Stromerzeugung aus Wasserkraft zu rechnen. Die geologischen Gegebenheiten in Deutschland wirken hier als begrenzender Faktor. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft bietet somit kein zusätzliches Vermeidungspotenzial.

CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)

Etwa ab dem Jahr 2020 kann CO₂-Abscheidung und Speicherung einen bedeutenden Beitrag zur Vermeidung von CO₂-Emissionen in Deutschland leisten. Die Technologie hat das Potenzial, etwa 90 Prozent des emittierten CO₂ eines Kraftwerks dauerhaft vor dem Eintritt in die Atmosphäre zu bewahren. Erste CCS-Kraftwerke in Deutschland sind im Bau oder in Planung: Vattenfall wird im Jahr 2008 eine Pilotanlage mit 30 MW Leistung auf Basis von Braunkohle in Betrieb nehmen. RWE plant, im Jahr 2014 ein Demonstrationskraftwerk mit 360 MW ans Netz zu bringen. Die Treibhausgasvermeidung aus CCS-Pilot- und Demonstrationsanlagen beläuft sich im Jahr 2020 auf rund 6 Mt CO₂e zu durchschnittlichen Kosten von 42 EUR/t CO₂e (Braunkohle ca. 30 EUR/t CO₂e, Steinkohle ca. 50 EUR/t CO₂e). Neben der Verwendung von CCS im Rahmen von Neubauprojekten ist auch das Nachrüsten, das so genannte *Retrofitting*, von bereits bestehenden Kraftwerken möglich. Dieser Vermeidungshebel greift allerdings erst nach dem Jahr 2020.

Zurzeit wird auf EU-Ebene diskutiert, ob ab dem Jahr 2020 sämtliche neu gebauten Kohlekraftwerke in der EU mit CCS-Technologie auszustatten sind. Es wurde deshalb im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass ab 2020 alle neu gebauten Kohlekraftwerke mit CCS ausgestattet werden. Die Durchdringungsrate für Erdgas-CCS wurde mit 50 Prozent ab 2020 deutlich niedriger gewählt, da CCS bei Erdgas bedingt durch die niedrigere CO₂-Intensität einen weniger bedeutenden Hebel zur CO₂-Vermeidung darstellt.

Die zusätzlichen Kosten für *Carbon Capture and Storage* gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnologie setzen sich aus drei Elementen zusammen. Die mit Abstand höchsten Kosten fallen für das Abscheiden und Verdichten von CO₂ an. Darüber hinaus verursachen der Transport und die Speicherung von CO₂ weitere Kosten.

Sämtliche für die Abscheidung zur Verfügung stehenden Technologien (Oxyfuel, *Post-Combustion* und *Pre-Combustion/IGCC*) erhöhen Betriebskosten und Kapitalkosten von Kraftwerken. Die Stromerzeugungskosten für Anlagen mit CCS liegen deshalb im Vergleich zu konventioneller Technologie im Jahr 2020 um 40 bis 50 Prozent höher. Zwei Treiber liegen diesem Kostenanstieg zu Grunde: Einerseits fallen Investitionskosten für die CO₂-Abscheidungstechnologie in Höhe von ca. 500 bis 600 EUR pro kW installierte Kraftwerksleistung an. Andererseits geht mit der CO₂-Abscheidung ein Nettonutzungsgradverlust von etwa 10 Prozentpunkten einher. Dies führt wiederum zu höheren Betriebskosten, insbesondere in Form von zusätzlichem Brennstoffeinsatz. Gleichzeitig werden zusätzliche Investitionen in weitere Kraftwerkskapazitäten notwendig, um die benötigte Leistung zu erreichen. Der gesamte Kapitalkostenan-

stieg gegenüber konventionellen Kraftwerkstechnologien wird im Jahr 2020 mit etwa 55 Prozent für Braunkohle, 65 Prozent für Steinkohle und 85 Prozent für Erdgas angenommen. Den zusätzlichen Kosten für CCS steht eine signifikante Reduzierung der CO₂-Intensität gegenüber. Für Kohle und Erdgas wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2020 90 Prozent des emittierten CO₂ abgeschieden und dauerhaft in die Speicherung überführt werden können.

Nach der Abscheidung und Komprimierung des CO₂ erfolgt der Transport zum Speicherort. Für CO₂ stehen grundsätzlich Transportmöglichkeiten zur Verfügung, die denen von Erdgas entsprechen. Sowohl Transport per Pipeline als auch per Schiff ist grundsätzlich möglich. Abgesehen von Kraftwerken in Küstennähe wird abgeschiedenes CO₂ in Deutschland voraussichtlich hauptsächlich per Pipeline transportiert. In Abhängigkeit von geografischen und geologischen Gegebenheiten fallen unterschiedlich Transportkosten an. Für Deutschland wurde angenommen, dass abgeschiedenes CO₂ durchschnittlich 150 km zum Speicherort transportiert werden muss und dabei Kosten in Höhe von 5 EUR pro Tonne anfallen. Diese Kosten haben allerdings nur im Rahmen eines nationalen CO₂-Pipelinetzes Gültigkeit. Sporadische Punkt-zu-Punkt-Pipelineverbindungen würden signifikant höhere Transportkosten aufweisen. Da im Jahr 2030 rund 100 Mt CO₂e aus dem Energiesektor und der Industrie vom Abscheidungsort zum Speicherort transportiert werden müssen, muss bis dahin in Deutschland ein Netz aufgebaut werden, dessen Transportkapazität mit dem des heutigen Erdgasnetzes vergleichbar ist. Angesichts der dichten Besiedlung Deutschlands stellt dies eine erhebliche Herausforderung dar.

Als Speicherstätten für CO₂ können in Deutschland vor allem erschöpfte Erdgasfelder oder Aquifere (tief liegende Speichergesteine) dienen. In sehr begrenztem Ausmaß stehen auch Erdölfelder und Kohleflöze als Speicherstätten zur Verfügung. Erschöpfte Erdgasfelder stellen zwar die kostengünstigste Speicheralternative dar (ca. 4 EUR/t CO₂e in 3.000 m Tiefe), stehen allerdings nur in begrenztem Umfang zur Verfügung. Aquifere bieten zu höheren Kosten (ca. 6 EUR/t CO₂e in 3.000 m Tiefe) hingegen ein deutlich größeres Potenzial⁴⁴. In Deutschland stehen ca. 25 bis 30 Gt Speichervolumen zur Verfügung⁴⁵. Davon ausgehend, dass aus dem Energiesektor und der Industrie etwa 100 Mt CO₂ jährlich in die Speicherung überführt würden, ergibt sich somit eine Reichweite der deutschen Speicherstätten von etwa 300 Jahren, sofern die öffentliche Akzeptanz und die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Nutzung dieser Speicherstätten geschaffen werden können. Zur Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurden 6 EUR/t CO₂e Speicherkosten unterstellt.

Die Speicherung von CO₂ ist auch im Rahmen von EOR (*Enhanced Oil Recovery*) möglich. Hierbei wird CO₂ in Ölfelder injiziert, um die Ölausbeute zu steigern, indem entweder eine CO₂-Blase das Öl in Richtung Bohrloch drückt oder indem CO₂ die Viskosität von Öl verringert. Im Rahmen von EOR, das bereits heute Anwendung findet, besitzt CO₂ damit einen ökonomischen Wert. Dieser liegt bei ca. 30 USD/t CO₂ bei einem Ölpreis von 50 USD pro Barrel. EOR kann somit im Einzelfall Speicherkosten deutlich reduzieren oder sogar negativ werden lassen. In Deutschland besteht allerdings keine Möglichkeit zur *Enhanced Oil Recovery*. Darum wurde EOR bei der Berechnung der CCS-CO₂-Vermeidungskosten nicht berücksichtigt. Dessen ungeachtet besteht die

44 „Global carbon dioxide storage potential and costs“, Ecofys, 2004.

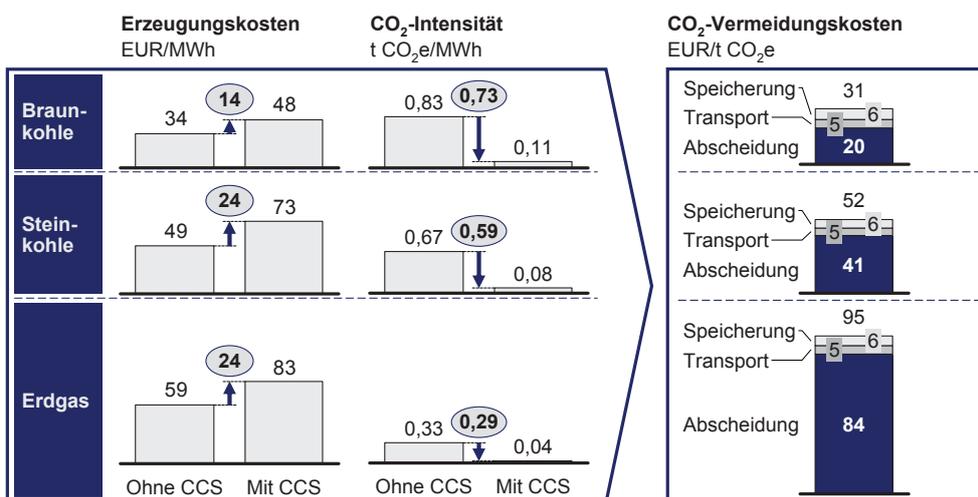
45 „Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland“, BMWi, BMU und BMBF, 2007.

Möglichkeit, deutsches CO₂ ins Ausland zu transportieren, um dort EOR zu betreiben. Aus der Sicht von deutschen Stromversorgern ist der Verkauf von CO₂ an Ölunternehmen nur profitabel, wenn die höheren Transportkosten zu ausländischen Ölfeldern durch den Preis für CO₂ überkompensiert werden.

Das Vermeidungspotenzial von neu gebauten CCS-Kraftwerken liegt im Jahr 2020 bei ca. 6 Mt CO₂e. Hierbei handelt es sich um erste Pilot- und Demonstrationsanlagen. Die Vermeidungskosten bei neu gebauten CCS-Kraftwerken liegen etwa zwischen 30 und 100 EUR/t CO₂e. Braunkohle-CCS stellt mit 31 EUR/t CO₂e (2020) die kostengünstigste CCS-Technologie dar. Steinkohle liegt bei 52 EUR/t CO₂e und Erdgas bei knapp 100 EUR/t CO₂e. Die relativ niedrigen Kosten für CCS in Braunkohlekraftwerken sind zum einen getrieben durch den geringsten absoluten Anstieg der Erzeugungskosten, da Braunkohle der mit Abstand kostengünstigste Energieträger ist, zum anderen durch die höchste CO₂-Einsparung pro produzierter Energieeinheit.

Energiesektor: Vermeidungskosten CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) – Deutschland 2020

2020 NEUBAU
ENTSCHEIDER-PERSPEKTIVE



Quelle: ZEP, Ecofys, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 9

Zur Berechnung der Vermeidungskosten wurden Auslastungen wie bei der konventionellen Kraftwerkstechnologie unterstellt (durchschnittliche Volllaststunden über die Kraftwerkslebensdauer: Erdgas 3.500 Stunden, Braunkohle 7.500, Steinkohle 4.800 Stunden). Da sich die CCS-Technologie noch in der Erprobungsphase befindet, unterliegen die Vermeidungskosten einer hohen Unsicherheit. Dies gilt insbesondere für die Abscheidungs- und Speicherkosten.

Kraft-Wärme-Kopplung

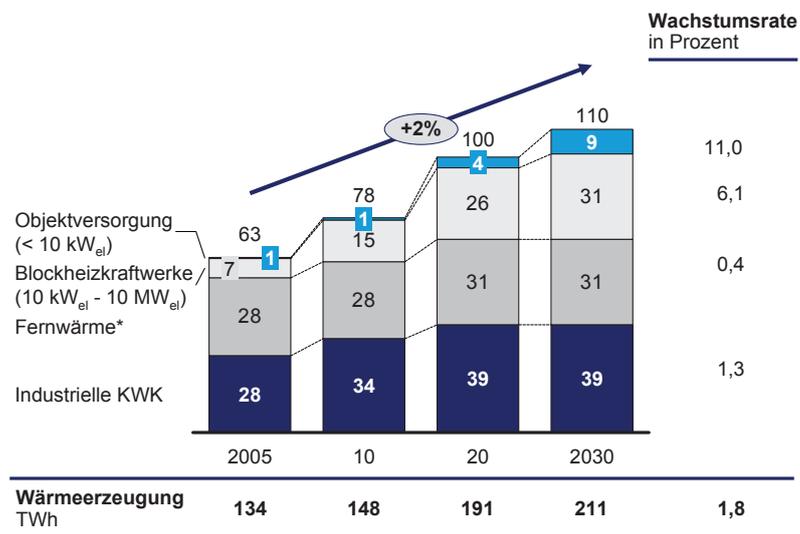
Mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) lässt sich Primärenergie in der Regel effizienter nutzen als durch separate Strom- und Wärmeerzeugung; dadurch werden gleichzeitig

CO₂-Emissionen vermieden. Sowohl die Elektrizität als auch ein Großteil der erzeugten Wärme werden in Nutzenergie überführt. Bereits heute werden mehr als 10 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung (63 TWh_{el} im Jahr 2005) in KWK-Anlagen erzeugt. Bis zum Jahr 2020 wird – ausgehend von den nutzbaren KWK-Wärmemengen (von heute 134 TWh_{th} ansteigend auf 191 TWh_{th} im Jahr 2020) und anzunehmenden Stromkennziffern – ein weiterer Ausbau um 36 TWh_{el} auf 100 TWh_{el} KWK-Strom als realistisch erachtet. Zu diesem Wachstum tragen die folgenden vier Kategorien von KWK bei: Heizkraftwerke, industrielle und dezentrale KWK, bestehend aus Blockheizkraftwerken und objektgebundenen Anlagen. Auf die Heizkraftwerke entfallen allerdings lediglich 3 TWh_{el} des Wachstumspotenzials, da die Nachfrage nach Fernwärme insbesondere aus dem Gebäudesektor aufgrund verbesserter Häuserdämmung limitiert ist. Für die Stromerzeugung aus industrieller KWK wird ein Anstieg um 10 TWh_{el} prognostiziert. Für die dezentrale KWK wurde in der Arbeitsgruppe Gebäude das größte Wachstumspotenzial mit einem Anstieg um 22 TWh_{el} zwischen 2005 und 2020 abgeleitet. Mit der zunehmenden Reife der Technik der dezentralen Stromversorgung kann die hohe Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung auch in Gebieten mit geringerer Siedlungsdichte genutzt werden.

Die Vermeidungspotenziale aus der zumeist stromgeführten KWK zur Fernwärmeproduktion werden der Stromerzeugung zugeordnet und dementsprechend im Energiesektor ausgewiesen. Die Vermeidungspotenziale aus der größtenteils wärmegeführten industriellen und dezentralen KWK werden der Wärmeerzeugung im Industrie- bzw. im Gebäudesektor zugerechnet. Im Folgenden wird deshalb an dieser Stelle ausschließlich auf das aus KWK zur Fernwärmeproduktion stammende Vermeidungspotenzial näher eingegangen.

Energiesektor: KWK-Stromerzeugung – Deutschland 2005 - 2030

Bruttostromerzeugung aus KWK in TWh



* Heizwerke/KWK-Wärme der Energieversorgungsunternehmen

Quelle: DLR, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 10

Für ein konkretes Heizkraftwerk zur Strom- und Fernwärmeproduktion können die für KWK notwendigen zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten relativ präzise bestimmt werden. Auf Grund der hohen Heterogenität von KWK-Projekten lassen sich die durchschnittlichen Mehrkosten allerdings nur grob abschätzen. Basierend auf Erfahrungswerten in konkreten KWK-Projekten und den heutigen Fördersätzen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) wurden gegenüber reiner Kondensationsstromerzeugung durchschnittliche Mehrkosten für KWK-Anlagen in Höhe von 0,005 EUR/kWh_{el} angesetzt. Zur Berechnung des KWK-Vermeidungspotenzials wurde das KWK-System mit dem Referenzfall der separaten Erzeugung verglichen, d.h., es wurde beispielsweise Erdgas-KWK mit der separaten Wärme- und Stromerzeugung (in Großkraftwerken) aus Erdgas verglichen. Die Vermeidung, die sich aus einer Brennstoffverschiebung, z.B. von Kohle zu Erdgas ergibt, ist somit nicht Teil des KWK-Vermeidungspotenzials.

Im Jahr 2020 ergibt sich ein Vermeidungspotenzial von deutlich weniger als 1 Mt CO₂e durch Fernwärmeerzeugung, sofern man Emissionsreduzierungen durch eine Verschiebung des Brennstoffmix (KWK aus Biomasse) nicht mit dem Effekt der Kraft-Wärme-Kopplung vermischt. Die Vermeidungskosten bewegen sich im Jahr 2020 zwischen 15 EUR/t CO₂e für Braunkohle und 55 EUR/t CO₂e für Erdgas. Für Steinkohle fallen Kosten in Höhe von 19 EUR/t CO₂e an. Die relativ hohen Vermeidungskosten für Erdgas-KWK werden durch die bereits sehr niedrige CO₂-Intensität in der separaten Erzeugung von Wärme und Strom mit Erdgas getrieben. Die KWK-Erzeugung trägt hier nur noch zu einer geringen Verbesserung der CO₂-Intensität bei.

Kohle-Gas-Substitution

Auch nach Durchführung der oben beschriebenen Maßnahmen bedarf es noch Ersatz- und Neubau von Kraftwerken, um die Stromnachfrage in Deutschland zu decken. Aus wirtschaftlichen Erwägungen würden etwa zwei Drittel dieses Zubaus als Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerke erfolgen. Durch eine Substitution von Kohle- durch Erdgaskraftwerke ließe sich somit zusätzliches CO₂-Vermeidungspotenzial heben. Eine 50-prozentige Substitution des geplanten Zubaus von Kohlekapazität⁴⁶ zwischen 2010 und 2020 durch Erdgas ist aus Portfolioüberlegungen und unter Berücksichtigung der Erdgas-Versorgungssicherheit ambitioniert, aber realisierbar. Nach 2020 wird von keinem weiteren Ersatz von Kohle- durch Erdgaskapazität ausgegangen, da CCS in diesem Zeitraum das größere Vermeidungspotenzial bietet. Neben einer Verschiebung beim Zubau von Kohle- zu Erdgaskapazität, lassen sich auch durch eine höhere Auslastung von bestehender Erdgaskapazität CO₂-Emissionen einsparen. Eine solche Verschiebung von Volllaststunden zwischen Erdgas- und Kohlekraftwerken wurde im Rahmen dieser Studie allerdings nicht quantifiziert.

Die Mehrkosten des Vermeidungshebels „Kohle-Gas-Substitution“ ergeben sich aus den im Vergleich zu Stein- und Braunkohle höheren Stromgestehungskosten von Erdgas. Während im Jahr 2020 Braunkohlestrom zu voraussichtlich 34 EUR/MWh und Steinkohlestrom zu 49 EUR/MWh erzeugt werden kann, betragen die Gestehungskosten von Erdgasstrom 59 EUR/MWh. Dieser Kostenunterschied wird hauptsächlich durch den relativ hohen Erdgaspreis getrieben. Im Jahr 2020 lässt sich ein Vermeidungspotenzial in Höhe von etwa 18 Mt CO₂e zu durchschnittlichen Kosten von

⁴⁶ Dies betrifft sowohl Braunkohlekraftwerke, die als Ersatz für aus dem Bestand ausscheidende Altanlagen gebaut werden, als auch Steinkohlekraftwerke, bei denen es sich zum Teil ebenfalls um Ersatzinstallationen handelt, zum Teil aber auch um Zubau zur Deckung der sich durch den Ausstieg aus der Kernenergie ergebenden Lücke.

39 EUR/t CO₂e realisieren. Der Wechsel von Steinkohle zu Erdgas ist hierbei günstiger als der Wechsel von Braunkohle zu Erdgas (28 EUR/t CO₂e gegenüber 50 EUR/t CO₂e). Diese Differenz resultiert aus dem größeren Unterschied der Stromgestehungskosten zwischen Braunkohle und Erdgas. Die gegenüber Steinkohle höhere CO₂-Einsparung bei Braunkohle kompensiert diesen Kostenunterschied nur teilweise.

Stromimport

Ein Import von CO₂-neutralem Strom (z.B. aus Kernenergie oder erneuerbaren Energien) wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht betrachtet, da die Potenziale einer nationalen Erreichung der Klimaschutzziele bestimmt werden sollten. Dennoch besteht natürlich die Möglichkeit, die Emissionen des Energiesektors in Deutschland durch den Import von Strom zu reduzieren. Es wird angenommen, dass die Importkapazität aus dem europäischen Netz von heute etwa 100 TWh pro Jahr bis zum Jahr 2020 auf etwa 200 TWh pro Jahr ansteigt.

Weitere Entwicklung nach 2020 – Vermeidungspotenziale und -kosten 2030 (Basisszenario)

Zwischen 2020 und 2030 wächst das Vermeidungspotenzial des Energiesektors im Basis-szenario um 121 auf 197 Mt CO₂e. Davon lassen sich 148 Mt CO₂e zu Vermeidungskosten bis 20 EUR/t CO₂e realisieren, stammen aus Hebeln, die Teil der politisch gewollten Umstellung des Energiemix sind, oder werden abgeschieden und gespeichert (CCS). Nach Einbeziehung des Nachfragerückgangs (78 Mt CO₂e) würde eine Umsetzung dieser Vermeidungshebel die Emissionen des Energiesektors auf 189 Mt CO₂e reduzieren, was gegenüber dem heutigen Stand einer Senkung um 47 Prozent entspräche. Gegenüber dem Basisjahr 1990 wäre dies eine Reduzierung um etwa 52 Prozent. Der Potenzialzuwachs stammt einerseits aus einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, andererseits aus der flächendeckenden Nutzung von CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS).

Nach dem Ausstieg aus der Kernkraft soll nach derzeitigen politischen Vorgaben zwischen 2020 und 2030 die Umstellung des Energiemix weiter fortschreiten; insbesondere soll der Ausbau erneuerbarer Energien noch einmal erheblich zunehmen. Zusätzlich zu den bereits 2020 ausgewiesenen Potenzialen ergeben sich weitere Vermeidungspotenziale von 27 Mt CO₂e, vor allem durch zusätzliche Stromerzeugung aus Wind (*Offshore* weitere 15 Mt CO₂e; *Onshore* weitere 5 Mt CO₂e) und Biomasse (weitere 4 Mt CO₂e). Auch die Vermeidungspotenziale durch Stromerzeugung aus Photovoltaik steigen weiter an (um etwas mehr als 1 Mt CO₂e). Die durchschnittlichen Vermeidungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bleiben aus Entscheidersicht auf Grund rückläufiger Förderungshöhen in etwa auf dem Niveau von 2020 (gut 30 EUR/t CO₂e). Dabei werden einzelne Vermeidungshebel aus Entscheidersicht sogar teurer werden (z.B. Stromerzeugung aus Biomasse, Photovoltaik).

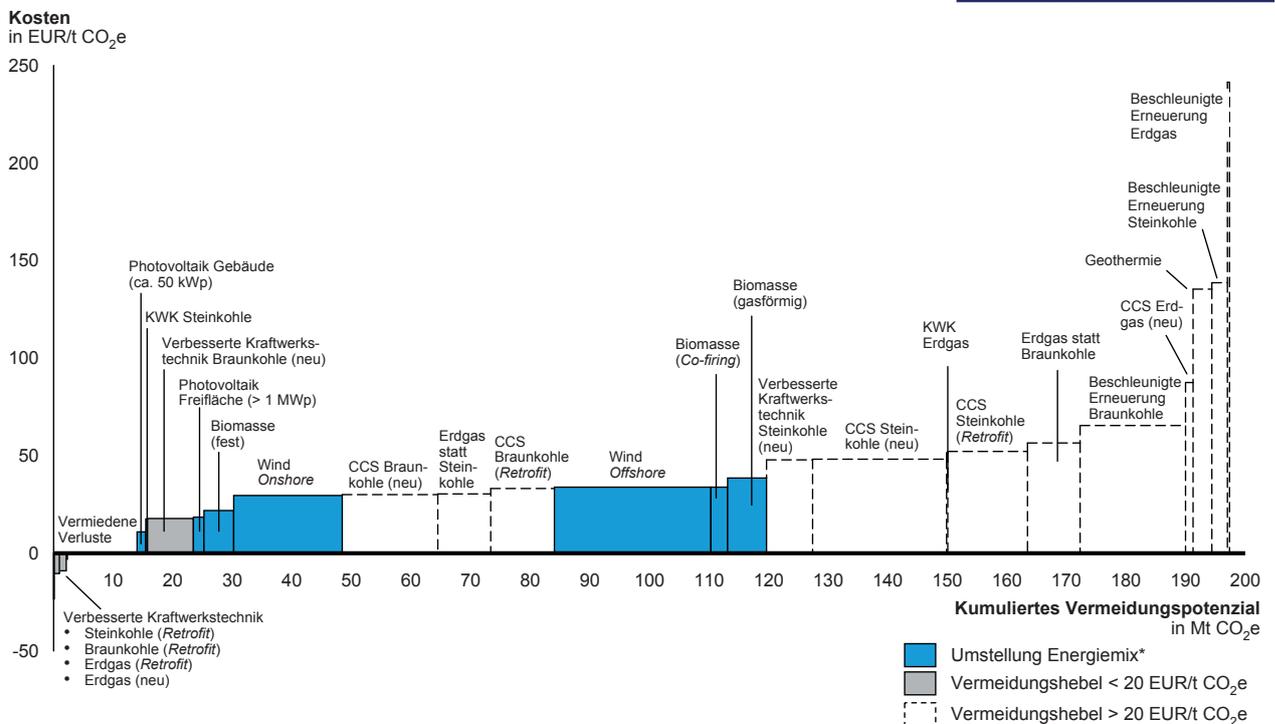
Zudem erschließt sich durch den Einsatz von CCS-Technologien bis 2030 maximal ein Vermeidungspotenzial von 66 Mt CO₂e⁴⁷. Dies setzt aber voraus, dass ab 2020 alle neu gebauten Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie die Hälfte aller neuen Gaskraftwerke mit CCS-Technologie ausgestattet werden und dass zusätzlich etwa die Hälfte der zwischen 2005 und 2020 gebauten Kohlekraftwerke bis 2030 mit CCS-Technologie

47 Darin enthalten sind 6 Mt CO₂e aus Pilot- und Demonstrationsprojekten in der Stromerzeugung, die bereits für 2020 ausgewiesen wurden.

nachgerüstet werden. Zwischen 2020 und 2030 kommt es voraussichtlich zu einem leichten Rückgang der Vermeidungskosten von neuen CCS-Kraftwerken. Braunkohle liegt dann bei knapp 30 EUR/t CO₂e, Steinkohle bei 48 EUR/t CO₂e und Erdgas bei knapp 90 EUR/t CO₂e. Die Vermeidungskosten für die Nachrüstung von CCS-Technologie sind jeweils etwa 10 Prozent höher. Da sich die Technik derzeit noch in der Erprobung befindet, technologische Unwägbarkeiten existieren und rechtliche Rahmenbedingungen noch nicht geschaffen sind, kann das aus CCS resultierende Vermeidungspotenzial noch nicht als sicher erreichbar angesehen werden. Ohne CCS betrüge die Vermeidung gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion im Energiesektor im Jahr 2030 160 Mt CO₂e mit Einbeziehung des Verbrauchsrückgangs bzw. 40 Prozent gegenüber 1990.

Energiesektor: Vermeidungskostenkurve – Deutschland 2030*

ENTSCHEIDER-PERSPEKTIVE
BASISSZENARIO 2030



* Bei Beibehaltung Kernkraftausstieg und unter Berücksichtigung der Förderung von erneuerbaren Energien (EEG)

Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 11

In der obigen Detailbeschreibung der einzelnen Vermeidungshebel bis zum Jahr 2020 sind die beiden nachstehend erläuterten Hebel „Nachrüstung von CCS“ und „Beschleunigte Bestandserneuerung“ noch nicht enthalten, da sie erst nach dem Jahr 2020 greifen. Das aus der beschleunigten Bestandserneuerung erwachsende Potenzial findet allerdings auch bis zum Jahr 2030 keinen Eingang in das Vermeidungspotenzial des Basisszenarios, weil die Vermeidungskosten weit jenseits der Grenze von 20 EUR/t CO₂e liegen und der Hebel nicht zum politisch intendierten Umbau des Energiemix gehört.

Nachrüstung von CCS

Im Jahr 2030 können durch die Nachrüstung von Kraftwerken mit CCS-Technologie 24 Mt CO₂e zu durchschnittlichen Kosten von 44 EUR/t CO₂e vermieden werden. Inwieweit die Nachrüstung von CCS sinnvoll ist, hängt vom Alter der eingesetzten Kraftwerkstechnologie ab. Kraftwerke am Ende ihres Lebenszyklus mit relativ geringen Nettonutzungsgraden kommen zur Nachrüstung nicht in Frage, da die zusätzlichen Betriebs- und Kapitalkosten prohibitiv hoch wären. Es wurde daher angenommen, dass etwa die Hälfte der zwischen 2005 und 2020 gebauten Kohlekraftwerke im Zeitraum nach 2020 nachgerüstet wird. Von der Nachrüstung von Erdgaskraftwerken wird nicht ausgegangen, da hier die Vermeidungskosten höher als 100 EUR/t CO₂e lägen und die Nutzungsdauern kürzer sind. Die Vermeidungskosten, die aus der Nachrüstung von CCS entstehen, bewegen sich prinzipiell oberhalb der Vermeidungskosten von neu gebauten CCS-Kraftwerken. Zwei Treiber tragen hier zu höheren Kosten bei: Zum einen entstehen zusätzliche Kapitalkosten, da das Nachrüsten eine mehrmonatige Kraftwerksstilllegung erfordert. Als Stilllegungszeitraum wurden für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke acht Monate angenommen. Zum anderen liegen die Investitionskosten für die CO₂-Abscheidungstechnologie bei *Retrofit* höher als beim Neubau von CCS-Kraftwerken. Angesichts der Tatsache, dass der Bau neuer Kohlekraftwerke zunehmend *capture-ready*⁴⁸ erfolgt, werden hier Mehrkosten in Höhe von 5 Prozent unterstellt. Allerdings liegt die Abscheidungsrate bei nachgerüsteten Kraftwerken unterhalb der Rate von neu gebauten CCS-Kraftwerken. Für 2030 wurde eine CO₂-Abscheidungsrate von 85 Prozent unterstellt. Bedingt durch höhere Kapitalkosten und niedrigere Abscheidungsraten liegen die Vermeidungskosten im Jahr 2030 etwa 10 Prozent höher als bei neu gebauten CCS-Kraftwerken. Das Nachrüsten von Braunkohlekraftwerken mit CCS verursacht Vermeidungskosten von 33 EUR/t CO₂e. Steinkohle liegt bei 52 EUR/t CO₂e.

Beschleunigte Bestandserneuerung

Durch eine beschleunigte Erneuerung des Bestands ließe sich im Jahr 2030 ein Vermeidungspotenzial von 21 Mt CO₂e zu durchschnittlichen Kosten von rund 80 EUR/t CO₂e erzielen. Im Jahr 2030 befinden sich noch rund 20 GW Kraftwerkskapazität (4 GW Steinkohle, 8,5 GW Braunkohle und 7 GW Erdgas) am Netz, die bereits heute installiert sind. Etwa 5 GW dieser Kapazität (1 GW Steinkohle, 2 GW Braunkohle, 2 GW Erdgas) stehen weniger als 5 Jahre vor dem Ende ihrer Lebensdauer. Durch den Ersatz dieser 5 GW Kraftwerksleistung (in der Folge als „Altbestand“ bezeichnet) durch aktuelle Kraftwerkstechnologie ließe sich erhebliches Vermeidungspotenzial heben. Es wird angenommen, dass der Altbestand Erdgas zwischen 2020 und 2030 sukzessive durch konventionelle verbesserte Kraftwerkstechnologie substituiert wird. Der Steinkohle- und Braunkohlealtbestand wird durch CCS-Technologie ersetzt. Zwischen 2010 und 2020 wird von keiner beschleunigten Bestandserneuerung ausgegangen, da in dieser Periode CCS noch nicht zur Verfügung steht und somit im Rahmen einer solchen Maßnahme konventionelle Kraftwerkstechnologie zugebaut würde, die das CCS-Neubau-Potenzial ab 2020 deutlich reduzieren würde.

Der Vermeidungshebel „Beschleunigte Bestandserneuerung“ induziert Mehrkosten aufgrund der für den Neubau von Kraftwerken anfallenden Kapitalkosten. Für den

48 D.h., die Technologie zur Abscheidung von CO₂ kann ohne große Modifikationen in ein bestehendes konventionelles Kraftwerk integriert werden.

bereits abbeschriebenen Altbestand sind hingegen ausschließlich Betriebskosten zu tragen. Der Kapitalkostenposition bei neu gebauten Erdgaskraftwerken stehen allerdings im Vergleich zum Altbestand niedrigere Betriebskosten gegenüber, da neu gebaute Kraftwerke höhere Nettonutzungsgrade aufweisen. Im Fall der beschleunigten Bestandserneuerung von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken werden die Mehrkosten zusätzlich durch den Einsatz von CCS-Technologie getrieben, die sowohl höhere Kapital- als auch höhere Betriebskosten verursacht. Mittels beschleunigter Bestandserneuerung ließen sich im Jahr 2030 ca. 21 Mt CO₂e vermeiden, das entspräche ca. 10 Prozent des gesamten Vermeidungspotenzials des Energiesektors. Das Vermeidungspotenzial entfiel fast ausschließlich auf CCS-Stein- und Braunkohlekraftwerke. Die beschleunigte Bestandserneuerung von Erdgaskapazität würde hierzu lediglich mit deutlich weniger als 1 Mt CO₂e beitragen. Die Verbesserung des Nettonutzungsgrads des Altbestands um einen halben Prozentpunkt durch die Nachrüstung verbesserter Kraftwerkstechnologie wird bei der Berechnung der Vermeidungspotenziale berücksichtigt. Die Vermeidungskosten der beschleunigten Bestandserneuerung von Stein- und Braunkohlekapazität betragen im Jahr 2030 139 EUR/t CO₂e bzw. 65 EUR/t CO₂e. Selbst ohne den Einsatz von CCS würde diese Maßnahme noch mit erheblichen Vermeidungskosten zu Buche schlagen (Steinkohle ca. 90 EUR/t CO₂e, Braunkohle ca. 36 EUR/t CO₂e). Die Vermeidungskosten für die beschleunigte Bestandserneuerung von Erdgaskapazität liegen im Jahr 2030 bei 240 EUR/t CO₂e. Haupttreiber ist der geringe Unterschied der CO₂-Intensitäten zwischen Altbestand und verbesserter Kraftwerkstechnologie. Das aus der beschleunigten Bestandserneuerung erwachsende Potenzial findet allerdings keinen Eingang in das Vermeidungspotenzial des Basis-szenarios, weil die Vermeidungskosten weit jenseits der Grenze von 20 EUR/t CO₂e liegen und der Hebel nicht zum politisch intendierten Umbau des Energiemix gehört.

Vergleich der Szenarien

Neben dem Basisszenario wurden, wie bereits erläutert, die Szenarien „Kernenergie“ und „Öl-Hochpreis“ bewertet. Während sich Basisszenario und Öl-Hochpreisszenario lediglich in ihren durchschnittlichen Vermeidungskosten, nicht aber in den Vermeidungspotenzialen unterscheiden, ändern sich beim Wechsel zum Kernenergieszenario sowohl Kosten als auch Potenziale.

Gegenüber dem Basisszenario sinken die durchschnittlichen Vermeidungskosten im *Öl-Hochpreisszenario* um etwas mehr als 2 Prozent im Jahr 2020 bzw. knapp 3 Prozent im Jahr 2030, wobei sich einzelne Hebel natürlich z.T. deutlich stärker verändern. Diese Abweichungen sind hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Hebel deutlich günstiger werden, die den Nettonutzungsgrad der Erdgasverbrennung verbessern (verbesserte Kraftwerkstechnik). Insgesamt sind die Abweichungen moderat, da die Steinkohle- und Braunkohlepreise nicht vom Ölpreis abhängen und somit im Basis- und Öl-Hochpreisszenario identisch sind.

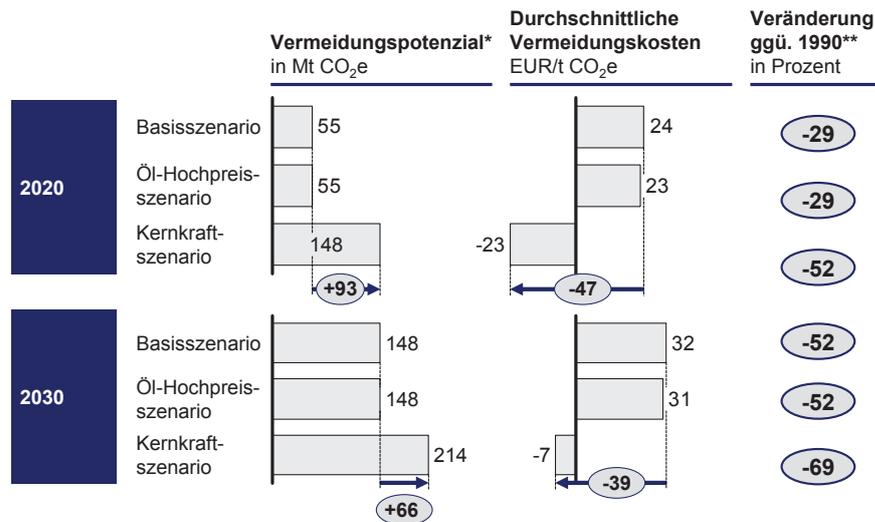
Wesentlich deutlicher ist die Abweichung zum Basisszenario im *Kernenergieszenario*. Das Potenzial liegt im Jahr 2020 um 93 Mt CO₂e⁴⁹, im Jahr 2030 noch um 66 Mt CO₂e höher als im Basisszenario. Die Verminderung gegenüber dem Basisjahr beträgt

49 Bei Berücksichtigung der Umstellung des Energiemix und sämtlicher Vermeidungshebel mit Kosten bis zu 20 EUR/t CO₂e. Sofern sämtliche Vermeidungshebel (inkl. Kohle-Gas-Substitution) realisiert werden, beträgt die Differenz zum Basisszenario ca. 75 Mt CO₂e.

damit 52 bzw. 69 Prozent inklusive Nachfragerückgang. Da die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke aus Entscheiderperspektive wirtschaftlich ist (Ersparnis von 41 EUR/t CO₂e im Jahr 2020), sinken die durchschnittlichen Vermeidungskosten gegenüber dem Basisszenario um 47 EUR/t CO₂e auf -23 EUR/t CO₂e im Jahr 2020 bzw. um 39 EUR/t CO₂e auf -7 EUR/t CO₂e im Jahr 2030. Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass dasselbe Vermeidungspotenzial sich durch andere Maßnahmen, etwa den über das Basisszenario hinausgehenden Ausbau erneuerbarer Energien, bis zum Jahr 2020 nicht erreichen ließe und bis zum Jahr 2030 nur zu sehr hohen Kosten realisierbar wäre.

Im Rahmen des Kernenergieszenarios wurde von einer technisch realistischen Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke von 60 Jahren ausgegangen. Unter dieser Prämisse wäre im Jahr 2020 noch keines der heute im Betrieb befindlichen 17 Kernkraftwerke vom Netz gegangen, und selbst 2030 würden noch alle heute vorhandenen Kernkraftwerke Strom liefern. Mittels einer Laufzeitverlängerung könnten im Jahr 2020 gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion ca. 165 TWh anstatt 14 TWh aus Kernenergie erzeugt werden. Da für die bestehenden Kernkraftwerke lediglich Betriebskosten anfallen, belaufen sich die Stromgestehungskosten der Kernenergie in Deutschland auf rund 20 EUR/MWh, wovon etwa 9 EUR/MWh auf Uran entfallen.

Energiesektor: Auswirkungen Verzögerung Kernkraftausstieg – Deutschland 2020/2030



* Exklusive Nachfragerückgang
 ** Veränderung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor gegenüber 1990 inkl. Nachfragerückgang

Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 12



Voraussetzungen für die Umsetzung und Implikationen

Bei einigen der Hebel zur Treibhausgasvermeidung im Energiesektor bestehen Implementierungshürden, die zwingend überwunden werden müssen, um die ausgewiesenen Potenziale realisieren zu können. Diese Hürden sind teils rechtlicher, teils technischer Natur, teils liegen sie auch in der Akzeptanz durch die Bevölkerung. Wenn es gelingt, die Hürden zu überwinden und diejenigen Hebel umzusetzen, deren Vermeidungskosten unter 20 EUR/t CO₂e liegen oder die zum politisch intendierten Umbau des Energiemix gehören, führt dies zu erheblichen Veränderungen des Kraftwerksparks und der Erzeugungsstruktur in Deutschland. Durch die Umsetzung der Vermeidungsmaßnahmen wird die Emissionsintensität der Stromerzeugung trotz des beschlossenen Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie sinken. Die Strompreise für Industrie, Gewerbe und private Verbraucher werden vor allem aufgrund des anzunehmenden Anstiegs der Preise von Emissionszertifikaten und des weiteren Anwachsens der EEG-Umlage steigen. Trotz des deutlichen Anstiegs des Erdgasbedarfs für die Stromerzeugung kann vor dem Hintergrund eines abnehmenden Wärmebedarfs im Gebäudesektor von einer sicheren Versorgung ausgegangen werden.

Transparente Rahmenbedingungen für Investitionen

Für den politisch intendierten Umbau des Energiemix müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Über die bestehenden Gesetze und Verordnungen hinausgehend sind dies insbesondere:

- Förderung erneuerbarer Energien: Wie zuvor eingehend beschrieben, ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht wirtschaftlich und kann nur durch eine entsprechende Förderung erreicht werden. Im aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz sind Degressionen der Fördersätze hinterlegt. Würde hier keine Weiterentwicklung stattfinden, würden einige Technologien bei anzunehmenden Kostendegressionen in Zukunft zu hoch gefördert, während andere nicht umgesetzt würden. Hätten die heutigen Fördersätze Bestand, würden beispielsweise *Offshore*-Windparks nicht gebaut.
- Abscheidung und Speicherung von CO₂: Bei der Abscheidung und Speicherung von CO₂ bestehen nicht nur technische, sondern in erheblichem Umfang auch rechtliche Implementierungshürden. Dazu gehören die bisher fehlende gesetzliche Regelung zum Transport von rund 100 Mt CO₂e pro Jahr (aus Energiewirtschaft und Industrie) und die ebenfalls fehlende bergrechtliche Genehmigung der Einspeicherung. Zusätzlich ist die Akzeptanz für Pipelines und Speicherstätten in der Bevölkerung nicht sicher. Dies kann zu erheblichen Umsetzungsproblemen führen.
- Verlängerung Kernkraft: Ebenso groß ist die rechtliche Implementierungshürde vor der im Szenario „Kernkraft“ angenommenen Verlängerung der Laufzeit der existierenden Kernreaktoren in Deutschland. Die herrschende politische Beschlusslage schreibt eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 32 Volllastjahren vor. Wie zuvor

eingehend geschildert, bedeutet dies ein Abschalten der letzten drei Kernkraftwerke (Emsland, Isar 2 und Neckar 2) im Jahr 2021. Einer Verlängerung müsste eine Revision der politisch beschlossenen Ausstiegsbedingungen vorausgehen.

Voraussetzungen für neue Technologien

Der größte Teil der in der vorliegenden Studie bewerteten Vermeidungspotenziale lässt sich durch Weiterentwicklungen heute bereits bekannter und erprobter Technologien realisieren. Zwar stellen auch diese Weiterentwicklungen (z.B. Wirbelschicht-trocknung bei der Braunkohle, 700°C-Technologie bei Steinkohle, Keramikschaufeln beim Erdgas) noch große Herausforderungen dar, doch befinden sie sich bereits in einem umsetzungsnäheren Entwicklungsstadium als Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage*, CCS) und Stromerzeugung in *Offshore*-Windkraftanlagen. Mit beiden Technologien bestehen heute noch wenige Erfahrungen, und beide Technologien sollen zwischen 2020 und 2030 einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland leisten (CCS im Jahr 2030 66 Mt CO₂e, *Offshore*-Windkraft im Jahr 2030 26 Mt CO₂e). Damit dieser Beitrag tatsächlich im erwarteten Umfang realisiert werden kann, müssen allerdings zunächst die technischen Voraussetzungen geschaffen werden:

- Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ sind heute weltweit in einem frühen Entwicklungsstadium. Auch in Deutschland sind mehrere Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bau bzw. in der Planung. Keine der drei möglichen Technologien (IGCC, *Post-Combustion* und Oxyfuel) hat sich bisher klar gegenüber den anderen durchsetzen können. Für ihren Erfolg ist maßgeblich, wie schnell ein Einsatz in industriellem Umfang zu akzeptablen Kosten möglich wird. Eine gezielte Unterstützung der technologischen Ansätze kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten und steile Lernkurven für die neu zu entwickelnden Prozesse ermöglichen. Auch ist der Bau von Pipelines, die rund 100 Mt CO₂e pro Jahr (davon 66 Mt CO₂e aus dem Energie- und knapp 40 Mt CO₂e aus dem Industriesektor) über einige hundert Kilometer durch Deutschland vom Abscheidungsort zum Speicherort transportieren können, nicht nur eine rechtliche und technische Herausforderung, sondern auch eine Herausforderung hinsichtlich der Vermittlung an die Bevölkerung.
- Die Stromerzeugung aus *Offshore*-Windparks steht in Deutschland vor besonderen Herausforderungen, weil die meisten Parks in deutlich tieferen Gewässern geplant sind als bisher erprobte Anlagen beispielsweise in Skandinavien und Großbritannien. Die hierdurch entstehenden technologischen und betrieblichen Schwierigkeiten (z.B. Materialanfälligkeit, erhöhte Risiken bei der Wartung, größere Transportentfernungen zum Festland) sind in ihrem Umfang und in ihren Kosten heute noch nicht vollständig abschätzbar.

Versorgungssicherheit und Balance in der Nutzung verschiedener Energieträger

Die Versorgungssicherheit mit importierten Energieträgern wie Steinkohle und Erdgas ist durch die Umsetzung der Vermeidungsmaßnahmen nur dann nicht gefährdet, wenn es gelingt, neben dem Umbau der Stromwirtschaft auch die Effizienzsteigerung bei den Verbrauchern umzusetzen. Deutschland kann auch in Zukunft Steinkohle aus verschiedenen Regionen und von verschiedenen Lieferanten beziehen. Der Erdgasbedarf in der

Stromerzeugung steigt von 115 TWh (2004) über 160 TWh (2020) auf 165 TWh (2030) und auch der Erdgasverbrauch in den Industriesektoren nimmt von 364 TWh (2004) über 380 TWh (2020) auf 390 TWh (2030) zu. Bei entsprechend ambitionierter Umsetzung der Hebel im Gebäudebereich (insbesondere energetische Sanierungen und Ersatz alter Heizungsanlagen) sinkt dort gleichzeitig der Erdgasbedarf von 450 TWh (2004) über 350 TWh (2020) auf 280 TWh (2030). In Summe ergibt sich damit bei Umsetzung aller Vermeidungshebel keine signifikante Veränderung in der Gesamtmenge des Erdgasbedarfs.

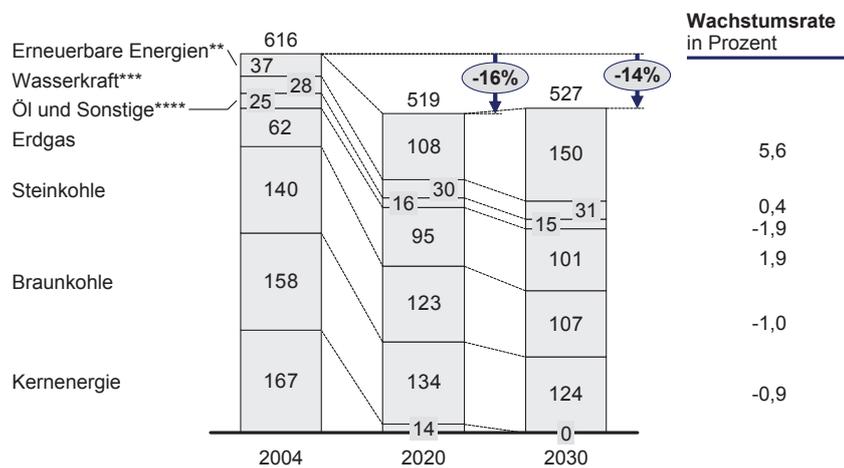
Implikationen: Emissionen nach Umsetzung der Vermeidungshebel

Die Umsetzung der zuvor eingehend beschriebenen Hebel führt zu einer deutlichen Veränderung des Kraftwerksparks bzw. des Erzeugungsmix.

Energiesektor: Bruttostromerzeugung nach Umsetzung der Vermeidungshebel – Deutschland 2004 - 2030*

in TWh

BASISSZENARIO



* Bei Beibehaltung Kernkraftausstieg
 ** Exklusive Wasserkraft
 *** Inklusive nicht erneuerbarer Wasserkraft (ca. 6 TWh)
 **** Z.B. nicht biogener Müll, Grubengas

Nach Umsetzung der Vermeidungshebel

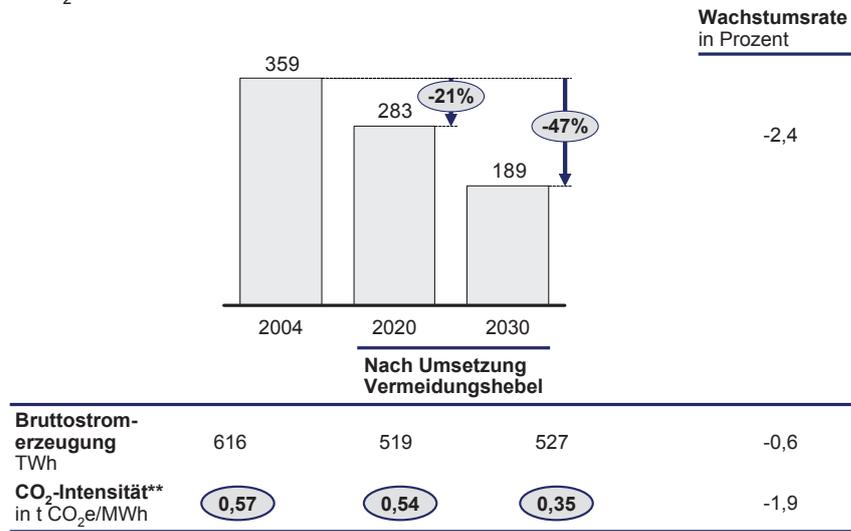
Quelle: Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 13

Mit 132 TWh machen erneuerbare Energien (einschließlich erneuerbare Wasserkraft) im Jahr 2020 ein Viertel der Bruttostromerzeugung aus, im Jahr 2030 mit 175 TWh sogar ein Drittel, während es 2004 lediglich 10 Prozent waren. Auch der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas steigt, bedingt durch den Zubau als Folge des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie, von 10 über 18 auf 19 Prozent bis zum Jahr 2030. Die Anteile von Braun- und Steinkohle gehen insbesondere durch den Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 26 bzw. 23 Prozent im Jahr 2004 auf 24 bzw. 20 Prozent im Jahr 2030 zurück. Kernenergie scheidet im Basisszenario, wie zuvor bereits im Detail in der „Stand der Technik“-Projektion beschrieben, im Jahr 2020 aus dem Kraftwerkspark aus.

Energiesektor: Emissionen nach Umsetzung der Vermeidungshebel – Deutschland 2004 - 2030*

in Mt CO₂e



* Hebel zur Umstellung des Energiemix und Hebel bis zu 20 EUR/t CO₂e
 ** Auf Basis Nettostromerzeugung, einschließlich Kernkraft (2004 und 2020) und erneuerbare Energien

Quelle: UBA, Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“ – AG Energie

Schaubild 14

Wenn die Stromnachfrage in Deutschland nach Umsetzung der Vermeidungshebel im Jahr 2020 in der Industrie, im Gebäudesektor und im Schienenverkehr um 117 TWh gegenüber der „Stand der Technik“-Projektion reduziert werden kann, der politisch gewollte Umbau des Erzeugungsmix stattfindet, im Energiesektor die Hebel bis zu 20 EUR/t CO₂e Vermeidungskosten umgesetzt werden und die Einführung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) gelingt, so verringern sich die Emissionen ausgehend von 359 Mt CO₂e im Jahr 2004 auf 283 Mt CO₂e im Jahr 2020 und 189 Mt CO₂e im Jahr 2030. Dies führt zu einer Verminderung der Netto-Emissionsintensität der Stromversorgung von derzeit 0,57 t CO₂e/MWh über 0,54 t CO₂e/MWh im Jahr 2020 auf 0,35 t CO₂e/MWh im Jahr 2030. Zwar fällt mit der Kernenergie eine emissionsfreie Energiequelle weg, doch steigt der Anteil der erneuerbaren Energien deutlich an. Auch werden fossil betriebene Kraftwerke effizienter und ein zunehmender Anteil des entstehenden Kohlendioxids wird (ab 2020) durch *Carbon Capture and Storage* abgeschieden und gespeichert.

Durch den Umbau der Energieversorgung würden die Strompreise für Industrie, Gewerbe und private Verbraucher steigen. Für private Verbraucher und Gewerbe wird mit einem Anstieg von ca. 19,4 Cent/kWh heute auf 21,4 Cent/kWh im Jahr 2020 (plus 10 Prozent) und 23,2 Cent/kWh im Jahr 2030 (plus 20 Prozent) gerechnet. Für die Industrie wird im Durchschnitt mit einem Anstieg von 11,3 Cent/kWh über 12,7 Cent/kWh (plus 12 Prozent) auf 14,0 Cent/kWh (plus 24 Prozent) gerechnet. Die Anstiege basieren allerdings nicht auf einer signifikanten Veränderung der direkten Erzeugungskosten. Diese bleiben zwischen 4,6 und 5,1 Cent/kWh weitgehend konstant. Preistreibend wirken vor allem der anzunehmende Anstieg des Preises für Emissionszertifikate (angenommen wurde hier basierend auf der Emissionsintensität des Grenzkraftwerks und dem Preis für Emissionsrechte ein Anstieg von 0,65 auf 2,0 Cent/kWh) und für private

Verbraucher und Gewerbe der vorherzusehende Anstieg der EEG-Umlage. Für die Industrie dürfte der aus der EEG-Umlage resultierende Kostenanstieg im Durchschnitt aufgrund der Kappungen und Befreiungen geringer sein.



Anhang

Hebel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen Energie 2020⁵⁰

	<i>Vermeidungspotenzial</i>	<i>Vermeidungskosten</i>
	<i>Mt CO₂e</i>	<i>EUR/t CO₂e</i>
Photovoltaik Gebäude (ca. 50 kWp)	0,7	-49
Verbesserte Kraftwerkstechnik Steinkohle (<i>Retrofit</i>)	0,1	-22
Verbesserte Kraftwerkstechnik Braunkohle (<i>Retrofit</i>)	0,8	-10
Photovoltaik Freifläche (> 1 MWp)	1,1	-6
Verbesserte Kraftwerkstechnik Erdgas (<i>Retrofit</i>)	0,2	-3
Verbesserte Kraftwerkstechnik Erdgas (neu)	0,7	-2
Vermiedene Verluste	10,4	0
Biomasse (fest)	3,8	14
Verbesserte Kraftwerkstechnik Braunkohle (neu)	2,7	17
KWK Steinkohle	0,2	17
Erdgas statt Steinkohle	8,9	28
Biomasse (gasförmig)	5,0	30
CCS Braunkohle (neu)	2,6	31
Wind <i>Onshore</i>	11,0	34
Biomasse (<i>Co-firing</i>)	0,6	35
Wind <i>Offshore</i>	11,4	39
Verbesserte Kraftwerkstechnik Steinkohle (neu)	2,9	49
KWK Erdgas	0,1	49
Erdgas statt Braunkohle	8,8	50
CCS Steinkohle (neu)	3,2	52
Geothermie	1,1	106

50 Hinweis: Potenziale der Hebel können addiert werden, spezifische Vermeidungskosten (und Gesamtkosten) der Hebel nicht.

Hebel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen Energie 2030⁵¹

	Vermeidungspotenzial Mt CO ₂ e	Vermeidungskosten EUR/t CO ₂ e
Verbesserte Kraftwerkstechnik Steinkohle (<i>Retrofit</i>)	0,1	-23
Verbesserte Kraftwerkstechnik Braunkohle (<i>Retrofit</i>)	0,8	-10
Verbesserte Kraftwerkstechnik Erdgas (neu)	1,2	-9
Verbesserte Kraftwerkstechnik Erdgas (<i>Retrofit</i>)	0,2	-3
Vermiedene Verluste	11,7	0
Photovoltaik Gebäude (ca. 50 kWp)	1,5	11
KWK Steinkohle	0,3	18
Verbesserte Kraftwerkstechnik Braunkohle (neu)	7,7	18
Photovoltaik Freifläche (> 1 MWp)	1,8	19
Biomasse (fest)	5,0	22
CCS Braunkohle (neu)	18,2	30
Wind <i>Onshore</i>	16,0	30
Erdgas statt Steinkohle	8,9	30
CCS Braunkohle (<i>Retrofit</i>)	10,7	33
Wind <i>Offshore</i>	26,3	34
Biomasse (<i>Co-firing</i>)	2,8	34
Biomasse (gasförmig)	6,5	39
Verbesserte Kraftwerkstechnik Steinkohle (neu)	7,7	48
CCS Steinkohle (neu)	22,5	48
KWK Erdgas	0,2	51
CCS Steinkohle (<i>Retrofit</i>)	13,4	52
Erdgas statt Braunkohle	8,8	57
Beschleunigte Erneuerung Braunkohle	17,7	65
CCS Erdgas (neu)	1,3	87
Geothermie	3,2	135
Beschleunigte Erneuerung Steinkohle	2,6	139
Beschleunigte Erneuerung Erdgas	0,3	241

51 Hinweis: Potenziale der Hebel können addiert werden, spezifische Vermeidungskosten (und Gesamtkosten) der Hebel nicht.

Ansprechpartner

BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz

Joachim Hein
j.hein@bdi.eu

Klaus Mittelbach
k.mittelbach@bdi.eu

Martin Schröder
m.schroeder@bdi.eu

Internet:
www.wirtschaftfuerklimaschutz.eu

McKinsey & Company, Inc.

Leo Birnbaum
leo_birnbaum@mckinsey.com

Anja Hartmann
anja_hartmann@mckinsey.com

Jan-Henrik Hübner
jan-henrik_huebner@mckinsey.com

Christian Malorny
christian_malorny@mckinsey.com

Jens Riese
jens_riese@mckinsey.com

Thomas Vahlenkamp
thomas_vahlenkamp@mckinsey.com

Impressum

Herausgeber: McKinsey & Company, Inc.

Verantwortlich für den Inhalt: Thomas Vahlenkamp

Redaktion: Leonhard Birnbaum, Kalle Greven, Anja Hartmann, Jan-Henrik Hübner, Michael Peters, Jens Riese, Thomas Vahlenkamp, Stephan Weyers

Alle Rechte vorbehalten. Copyright 2007 by McKinsey & Company, Inc. Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung von McKinsey & Company, Inc., unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.