



FROM COAL TO CLEAN

PowerSwitch – Umschalten auf saubere Energien

Eine Hintergrundanalyse für Deutschland

Umweltstiftung WWF

Regine Günther

Jennifer Morgan

Dr. Stephan Singer

Wissenschaftliche Beratung:

Dr. Felix Chr. Matthes

Berlin, Mai 2003



1 Einleitung

Mit der hier vorgelegten Analyse sollen die Anforderungen des PowerSwitch-Programms einer quantitativen Analyse unterzogen werden. Dabei wird überprüft, wie die verschiedenen Forderungen (s.u.) mit verschiedenen Entwicklungspfaden des Stromsektors korrespondieren und welche Kosten zu erwarten sind.

Die Analyse bezieht sich auf den gesamten Stromsektor im Sinne der Energiebilanz. Der so abgegrenzte Stromsektor umfasst neben den Stromproduzenten der Allgemeinen Versorgungen (also den Energieversorgungsunternehmen) auch alle anderen Stromerzeugungsanlagen, vor allem in Industrie und Gewerbe.¹ Die Ergebnisse einer solchen Analyse können nicht in jedem Detail auf die Allgemeine Stromversorgung oder einzelne Unternehmen übertragen werden, da die Abgrenzungen sowie die Struktur des jeweiligen Kraftwerkparks sich stark unterscheiden (können).

Mit dem PowerSwitch-Programm werden fünf verschiedene Ansatzpunkte für die Entwicklung eines nachhaltigen Stromversorgungssystems adressiert:

- Die Minderung der Kohlendioxid (CO₂-) Emissionen aus der Stromerzeugung um 50% (Basis 1990) bis zum Jahr 2030 als Zwischenetappe für ein 80%-Minderungsziel bis zum Jahr 2050.
- Für die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energiequellen² ein Anteil von 25 bis 30 Prozent bis zum Jahr 2030 (mindestens 20% bis 2020).
- Für die fossile Stromerzeugung eine Verbesserung der Energieeffizienz um 20 bis 25 Prozent bis zum Jahr 2020/2030.
- Der Verzicht auf neue Investitionen im Bereich der Stein- und Braunkohlenkraftwerke.

¹ Im Jahr 2000 betrug der Anteil der Allgemeinen Stromversorgung an der gesamten Stromerzeugung ca. 90%. Dieser Anteil differiert für die einzelnen Energieträger jedoch erheblich. Während die Stromerzeugung in Braunkohlen-, Kern- und Wasserkraftwerken nahezu vollständig der Allgemeinen Versorgung zuzurechnen ist, liegt der Anteil an der gesamten Stromerzeugung aus Gas (62%) und Öl (45%) sowie übrigen Brennstoffen (50%) erheblich darunter. Eine spezifische Situation ergibt sich hinsichtlich der Steinkohlenverstromung: Die Allgemeine Versorgung realisiert ca. 89% der gesamten Stromerzeugung aus Steinkohlen, der verbleibende Anteil erfolgt jedoch ganz überwiegend im Steinkohlenbergbau, also auch einer Energiebranche.

² Im Rahmen dieser Analyse werden als neue erneuerbare Energiequellen im Bereich der Stromerzeugung Windkraft und Biomasseverstromung berücksichtigt.



- Ambitionierte Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz und Energieeinsparung bei der Stromanwendung.

In einer Szenarienbetrachtung sollen die Erreichbarkeit und die Effekte dieser fünf Indikatoren gesondert analysiert werden.

Schließlich beschränkt sich die Analyse auf den Zeitraum bis zum Jahr 2030. Bis zu diesem Zeitpunkt erscheinen die verfügbaren Optionen im Bereich der Stromerzeugung – bei allen Unsicherheiten im Detail – als vergleichsweise gut einschätzbar. In den nächsten zwei Dekaden wird sich entscheiden, ob und in welchen Größenordnungen zusätzliche Optionen eine langfristige Bedeutung für die Stromversorgung erlangen können. Die entscheidenden Fragen hierbei sind aus heutiger Sicht:

- welche Rolle solarer Wasserstoff für die Stromversorgung eine Rolle spielen kann,
- inwieweit Importe von regenerativ erzeugtem Strom aus weit entfernten Regionen mit günstigeren klimatischen oder geografischen Gegebenheiten (Mittelmeerraum, Nordafrika, Russland) möglich werden,
- ob sich die Technologie der CO₂-Abtrennung aus Brennstoffen oder Rauchgasen von Kraftwerken und die Einlagerung in geologische Formationen als eine machbare und akzeptable Option erweisen.

Für die Erreichung weiterer CO₂-Minderungsziele können diese Technologien möglicherweise eine wichtige Rolle spielen. Für die ersten bzw. die schnell notwendigen Schritte in den nächsten zwei bis drei Dekaden können sie jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit keinen signifikanten Beitrag leisten.



2 Der methodische Rahmen

Die Untersuchung erfolgt mit dem methodischen Ansatz der Szenarienanalyse. Einem Referenz-Szenario werden vier andere Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Ausprägungen gegenüber gestellt und damit Vergleiche von Emissionen, Energieträgereinsatz und Kosten ermöglicht.

Alle Kostenanalysen basieren auf dem Konzept des Differenzkostenvergleichs. Den Kostenstrukturen des Referenzszenarios wird dabei jeweils ein anderes Szenario gegenüber gestellt und davon der Umfang der Kostenunterschiede abgeleitet. Alle heute bereits existierenden Stromerzeugungsanlagen müssen bei einem solchen Ansatz kostenseitig nicht bewertet werden, da hieraus keine Kostenunterschiede resultieren können. Neue Stromerzeugungsanlagen werden nur dann eingesetzt, wenn dies durch die altersbedingte Stilllegungsabfolge vorhandener Kraftwerksanlagen notwendig bzw. möglich wird. Vorzeitige Stilllegungen von Anlagen wie auch Änderungen der eingesetzten Brennstoffe in existierenden Anlagen werden nicht berücksichtigt. Die Stilllegungsabfolge der existierenden Anlagen wird zwischen den verschiedenen Szenarien nicht variiert.

Für die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien werden Investitionskosten (einschließlich Bauzinsen und Bauherreneigenleistungen), feste Betriebskosten sowie variable Betriebs- und die Brennstoffkosten betrachtet.

Bei der Kostenabschätzung wird ein einzelwirtschaftlich orientierter Ansatz gewählt. Zur Unterscheidung von den Modellen, bei denen die Analyse auf die gesamtwirtschaftliche Ebene abzielt, ist vor allem auf drei Punkte hinzuweisen:

- Die Verzinsungsanforderungen für Investitionen orientieren sich an privatwirtschaftlichen Renditeanforderungen. Als Referenzvariante wird eine geforderte Verzinsung von 10% (inflationbereinigt) des eingesetzten Kapitals unterstellt, in einer Variante ein niedrigerer Satz von 6%.³
- Die Abschreibung des eingesetzten Kapitals wird über einen Zeitraum vorgenommen, der sich an der steuerlichen Abschreibung orientiert und zwischen 10 (Windenergieanlagen) und 30 Jahren (Wasserkraftwerke) liegt.⁴

³ Energiesystemmodelle mit gesamtwirtschaftlicher Kostenorientierung unterstellen normalerweise Zinssätze von 3 bis 5 Prozent.

⁴ In den üblichen Energiesystemmodellen werden die Investitionen über die technische Lebensdauer der jeweiligen Anlagen abgeschrieben.



- Bei den Kosten für Brennstoffe werden Steuern (und Steuerausnahmen) voll berücksichtigt.⁵

Zur Veranschaulichung werden die jeweiligen Differenzkosten als einwohnerbezogene Ergebnisse ausgewiesen.

Da in einigen Szenarien auch Optionen der Stromverbrauchsminderung in die Analyse einbezogen werden und im Rahmen der hier vorliegenden Untersuchung (komplexe) Wechselwirkungen mit den Endverbrauchssektoren (private Haushalte, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr) nicht berücksichtigt werden konnten, wurden Maßnahmen zur Stromeinsparung kostenseitig mit einem pauschalen Kostensatz berücksichtigt.

In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil von Stromzufuhren und –ausfuhren nicht verändert, also auf dem aktuellen Niveau eingefroren wird.

Schließlich wird bei den Kostenanalysen jeweils eine Variante gezeigt, bei der die CO₂-Emissionen (durch eine CO₂-Steuer oder ein CO₂-Zertifikat) monetarisiert werden. Damit soll verdeutlicht werden, dass Maßnahmen zum Klimaschutz nicht nur Kosten, sondern – über die Vermeidung von Schadenskosten – auch Erträge haben (wenn diese sich auch nur schwer und mit pragmatischen Ansätzen monetarisieren lassen).

⁵ Steuern und Subventionen werden – als gesellschaftliche Transfers – in vielen Energiesystemmodellen nicht in Ansatz gebracht.



3 Die Basisdaten

Eine wesentliche Rahmenbedingung für die Modellierung des deutschen Kraftwerksparks bildet die Notwendigkeit des Ersatzes von Kapazitäten im zeitlichen Verlauf. Der Ersatz von Kraftwerken kann notwendig werden, wenn die Anlagen ihr technisches Lebensende erreicht haben oder auf Grund politischer Rahmensetzungen in ihrer Betriebsdauer beschränkt sind (Kernenergie-Ausstieg).

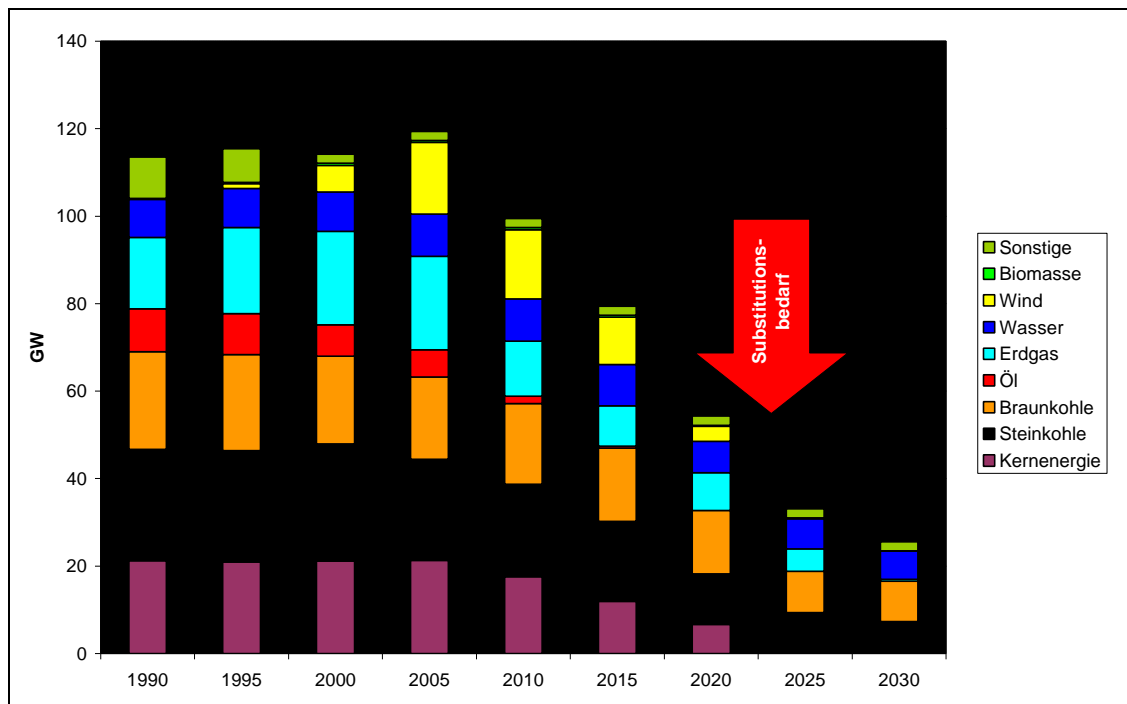
Die Abbildung 1 zeigt eine mögliche Abgangsordnung der heute betriebenen Kraftwerke. Diese ergibt sich aus drei verschiedenen Prozessen:

- Eine Vielzahl von konventionellen Kraftwerken wird in den nächsten drei Dekaden ihre technische Nutzungsdauer erreichen. Obwohl hier einige Unsicherheiten existieren, kann davon ausgegangen werden, dass nach einer Betriebszeit von 35 bis 40 Jahren die Hauptbaugruppen der Anlagen nicht mehr länger betrieben werden können. Auch wenn zwischenzeitlich erfolgte Sanierungen eine Verlängerung der Lebensdauer bewirken können, ergeben sich damit Verschiebungen von maximal 10 bis 15 Jahren auf der Zeitachse.
- Die Nutzung der Kernenergie wird in Deutschland auf der Basis festgelegter Restlaufzeiten beendet. Auch wenn durch die Übertragung von Reststrommengen eine gewisse Flexibilität geschaffen wurde, wird die Nutzung der Kernenergie in Deutschland zwischen 2020 und 2030 beendet werden.⁶
- Auch bei in jüngerer Zeit errichteten Kapazitäten können Ersatzmaßnahmen erwartet werden. Dies betrifft vor allem das Repowering von existierenden Windkraftstandorten, bei denen kleinere Anlagen durch moderne Konverter ersetzt werden. Dies wird nach 2010 eine ganze Reihe von Windkraftanlagen im Onshore-Bereich betreffen.

Abgesehen von liberalisierungsbedingten Kraftwerksstilllegungen – dies betrifft den Abbau von Überkapazitäten mit einem Gesamtumfang von ca. 10.000 MW – kann ein Ersatzbedarf von 50.000 bis 70.000 Megawatt (MW) erwartet werden. Auch wenn sich hier zeitliche Streckungen ergeben könnten, sind bei den generellen Trends und Optionen bzw. Entwicklungsmustern grundlegende Änderungen nicht zu erwarten.

⁶ Für die Analysen wurden die Übertragungen von Reststrommengen vom KKW Obrigheim auf das KKW Philippsburg 1 sowie vom KKW Mülheim-Kärlich auf andere RWE-Kraftwerke berücksichtigt.

Abbildung 1 Altersbedingte und ausstiegsbedingte Entwicklung des aktuellen Kraftwerksbestandes nach Brennstoffen



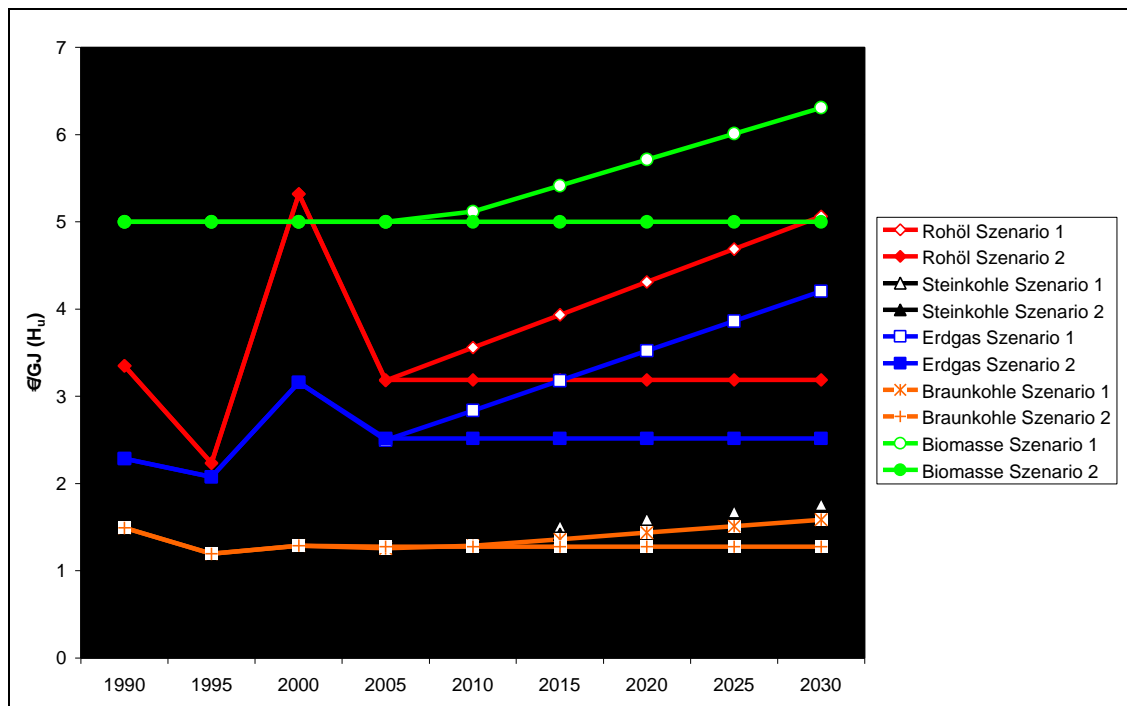
Für die Investitionskosten wurde auf die Detailanalysen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages zurückgegriffen. Berücksichtigt wurden folgende Optionen für die Neuerrichtung von Stromerzeugungsanlagen:

- Steinkohlen-Kondensationskraftwerke
- Braunkohlen-Kondensationskraftwerke
- Erdgas-Kondensations- sowie Heizkraftwerke
- Windkraftanlagen für den Onshore- und den Offshore-Bereich
- Biomasse-Kondensations- sowie Heizkraftwerke
- Laufwasser-, Speicherwasser- sowie Pumpspeicherkraftwerke

Alle anderen Möglichkeiten für neue Stromerzeugungsanlagen dürften im hier betrachteten Zeitraum nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die im Einzelnen berücksichtigten Parameter für die genannten Anlagen sind im Anhang (Tabelle 1) zusammengestellt.

Abbildung 2 Kosten von Import und Gewinnung verschiedener Brennstoffe



Eine wichtige Rolle spielen die Brennstoffkosten. Die Brennstoffpreise wurden für unterschiedliche Gegebenheiten auf der Grundlage von Import- oder Gewinnungspreisen ermittelt. Dabei wurden sowohl Transport- bzw. Durchleitungskosten (auf der Grundlage der zu erwartenden Trends z.B. bei den Netznutzungsentgelten) als auch die verschiedenen Steuersätze (auf der Grundlage der heute bestehenden Regelungen z.B. für KWK) in Ansatz gebracht.

Für Sensitivitätsanalysen wurden zwei verschiedene Projektionen für jeden Brennstoff vorgenommen. Den Ausgangspunkt (Szenario 1) bilden die Brennstoffpreis-Projektionen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Hier werden für alle Energieträger mehr oder minder ausgeprägte Preissteigerungen erwartet.⁷ Für Sensitivitätsanalysen wurde mit dem Szenario 2 jedoch auch die Möglichkeit in Betracht gezogen,

⁷ Für die Projektion der Biomassepreise wurde die Entwicklung jeweils mit einer entsprechenden Dynamik nachgefahren.



dass sich die Brennstoffpreise etwa auf dem Niveau des Mittelwerts von 1990 bis 2002 einpegeln und keine ausgeprägten Preissteigerungen mehr auftreten.

Mit dieser Bandbreite von Annahmen für die Preisentwicklung kann eine ausreichende Robustheit der Ergebnisse in Bezug auf die Sensitivität bzgl. Brennstoffpreisentwicklungen erwartet werden.



4 Die Szenarien im Detail

4.1 Das Referenzszenario

Das Referenzszenario soll diejenigen Entwicklungen abbilden, die sich auf Grundlage der zu erwartenden Rahmentrends (Energiepreise, Investitionskosten etc.) sowie der umgesetzten Politiken einstellen könnten. Zu den politischen Rahmenbedingungen gehören:

- Kernenergieausstieg
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Sonderregelung für Offshore-Wind bis 2006
- Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Gesetz sowie
- Sonderregelungen (d.h. Erdgassteuerbefreiungen) für KWK und hoch effiziente Gas- und Dampf- (GuD-) Kraftwerke im Rahmen der Ökologischen Steuerreform.

Der Strombedarf wächst in diesem Szenario – als Fortschreibung der aktuellen Trends – um ca. 0,5% jährlich, so dass sich ein Gesamtzuwachs der Stromnachfrage – und damit der Stromproduktion – von ca. 16% für den Zeitraum 2000 bis 2030 ergibt; dies entspricht einer Nettoerzeugung von ca. 86 Milliarden Kilowattstunden (Terawattstunden – TWh) elektrischer Arbeit.

Vor diesem Hintergrund lassen sich folgende Eckpunkte für die Referenzentwicklung ableiten⁸:

- Der alters- und ausstiegsbedingte Ersatz von Grund- und Mittellastkapazitäten erfolgt vor allem durch neue *Braun- und Steinkohlekraftwerke*, wobei neue (Import-) Steinkohlekraftwerke⁹ zunehmend im Grundlastbereich eingesetzt werden. Die Netto-Leistung der Steinkohlenkraftwerke steigt von

⁸ Dieses Szenario baut – mit einigen Ausnahmen (Erneuerbare Energien, Kernenergie) – auf das Referenzszenario der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages auf.

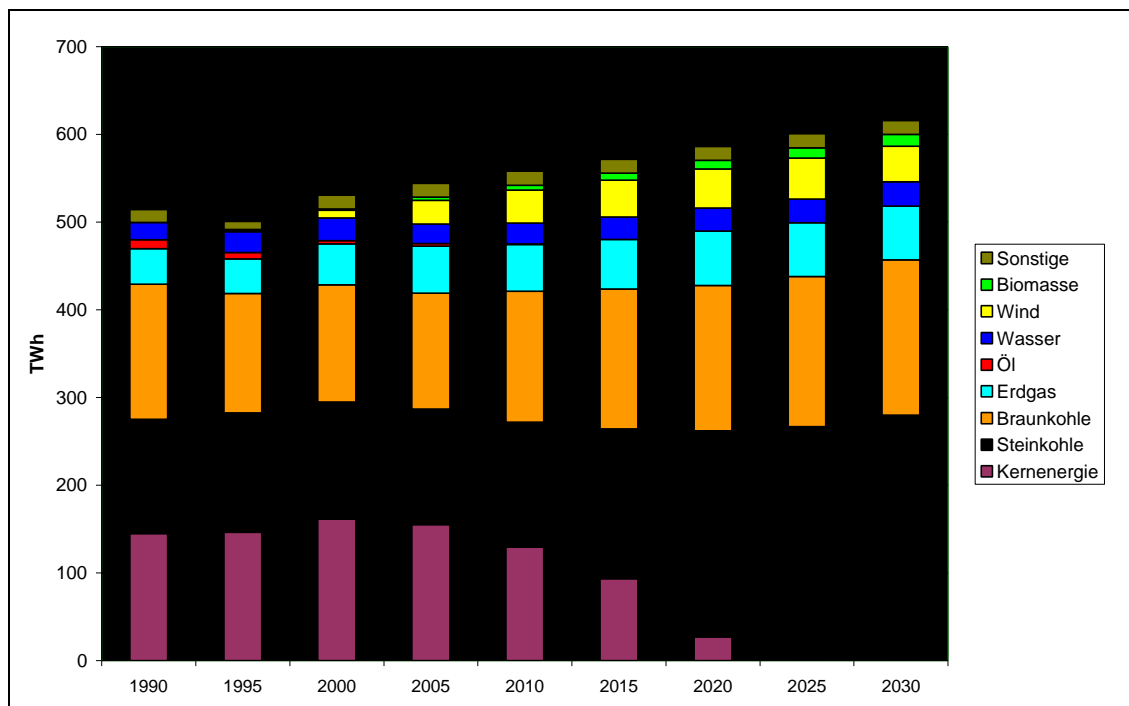
⁹ Während sich der Anteil der Steinkohleverstromung *insgesamt* aus den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen in Verbindung mit dem Entscheidungskalkül der Investoren ergibt, resultiert der Anteil der *einheimischen* Steinkohle an der Steinkohleverstromung – angesichts der heute und zukünftig nicht wettbewerbsfähigen Kosten der deutschen Steinkohleförderung – allein aus den verfügbaren Subventionen. Diese werden jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit weiter zurückgeführt, so dass sich der Anteil deutscher Steinkohle an der Verstromung entsprechend reduzieren wird.



heute ca. 27.000 MW auf ca. 45.000 MW im Jahr 2030 an. Vor dem Hintergrund der erwarteten Kraftwerksstilllegungen entspricht dies in den nächsten drei Dekaden einem Neubauvolumen von etwa 38.000 MW. Die gesamte Netto-Leistung der Braunkohlekraftwerke steigt von ca. 20.000 auf 24.000 MW. Dies entspricht einem Neubauvolumen von ca. 15.000 MW. Dieses wird überwiegend in den alten Bundesländern realisiert (ca. 10 Kraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik – BOA), aber auch die Mitte neunziger Jahre sanierten Braunkohlekraftwerksblöcke im Lausitzer Revier werden gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch Neuanlagen ersetzt.

- Vor allem stilllegungsbedingt gehen die Kapazitäten der *Erdgasverstromung* von ca. 21.000 auf 16.000 MW zurück. Neubauten erfolgen nur im Rahmen des KWK-Gesetzes sowie im Rahmen der Sonderregelung der Ökologischen Steuerreform. Das gesamte Neubauvolumen beträgt bis 2030 ca. 15.000 MW.
- Die Entwicklung der *Windenergie* bleibt weiter dynamisch – zumindest im Onshore-Bereich. Ab 2010 gewinnt das Repowering erheblich an Bedeutung, die Offshore-Entwicklung bleibt auf die ersten Anlagen (ca. 1.700 MW) beschränkt. Im Jahr 2015 wird eine gesamte installierte Kapazität für Windkraftanlagen von ca. 22.000 MW erreicht, danach stagniert die Nettoleistung.
- Die installierte Nettoleistung von *Biomasseanlagen* steigt von ca. 500 auf 3.000 MW im Jahr 2030. Die überwiegende Zahl der Anlagen wird jedoch – v.a. aus logistischen Gründen bezüglich der Brennstoffversorgung – als Holzverbrennungsanlagen ohne KWK ausgeführt.

Abbildung 3 Nettostromerzeugung im Referenzszenario



Zusammenfassend lässt sich dieses Szenario als eine kohlefokussierte Entwicklung charakterisieren. Trotz starken Wachstums der Windenergie erhöht sich der Anteil der Kohleverstromung auf bis zu 75%.

4.2 Das Szenario REG-Kohle

Im Szenario *REG-Kohle* wird ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien bei sonst gleichen Rahmenbedingungen unterstellt.

Für dieses Szenario werden weitergehende politische Maßnahmen zur stärkeren Förderung erneuerbarer Energien bzw. auch ein stärkeres Engagement der Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber unterstellt. Als prägende Trends ergeben sich dabei:

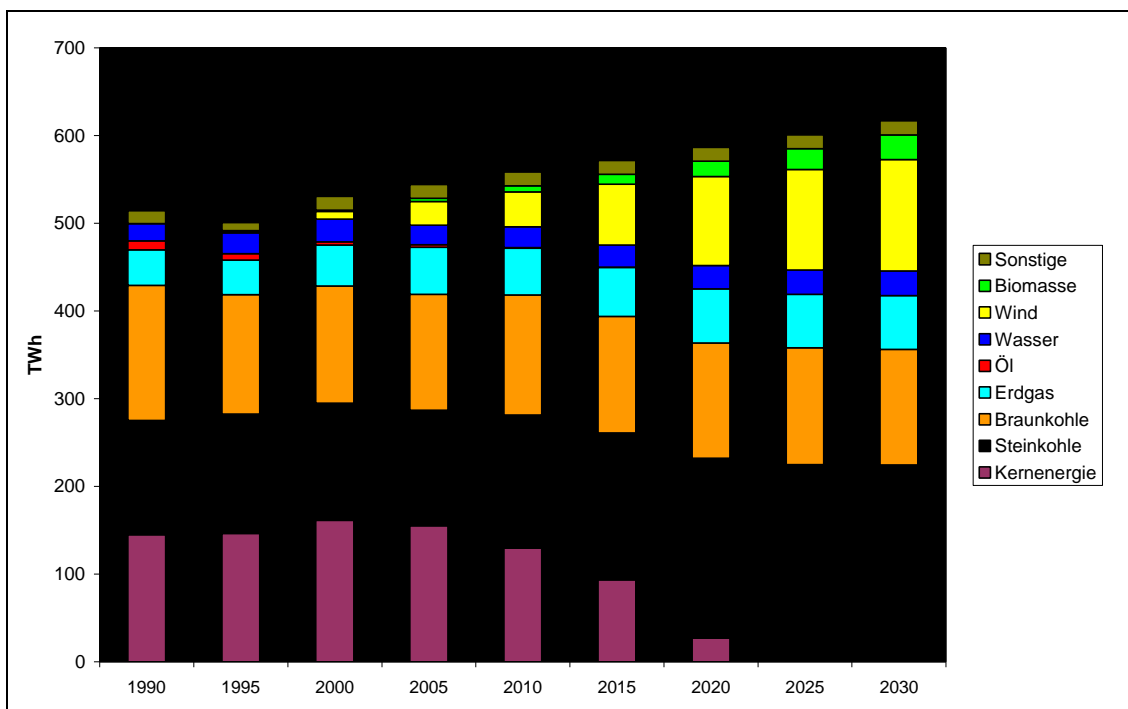
- Zusätzlich zur – unveränderten Onshore-Nutzung der Windenergie – kommt es hier zu einem massiven Ausbau der Offshore-Windkraftherzeugung. Insgesamt werden bis zum Jahr 2030 ca. 27.000 MW



Offshore-Windkraft errichtet, so dass sich eine gesamt Windkraftkapazität von etwa 48.000 MW ergibt.

- Die Biomassennutzung zur Verstromung wird stark ausgebaut, so dass sich Ende 2030 eine installierte Kapazität von ca. 6.000 MW ergibt, davon etwa die Hälfte in Kraft-Wärme-Kopplung.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird allein bei der Kohleverstromung kompensiert. Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke beträgt Ende 2030 etwa 18.000 MW (Referenzszenario: 24.000 MW) und die Nettoleistung der Steinkohlekraftwerke nur noch 36.000 MW (Referenzszenario ca. 45.000 MW). Das Neubauvolumen reduziert sich damit auf 9.000 MW bei Braunkohle und 29.000 MW bei (Import-) Steinkohle.

Abbildung 4 Nettostromerzeugung im Szenario REG-Kohle

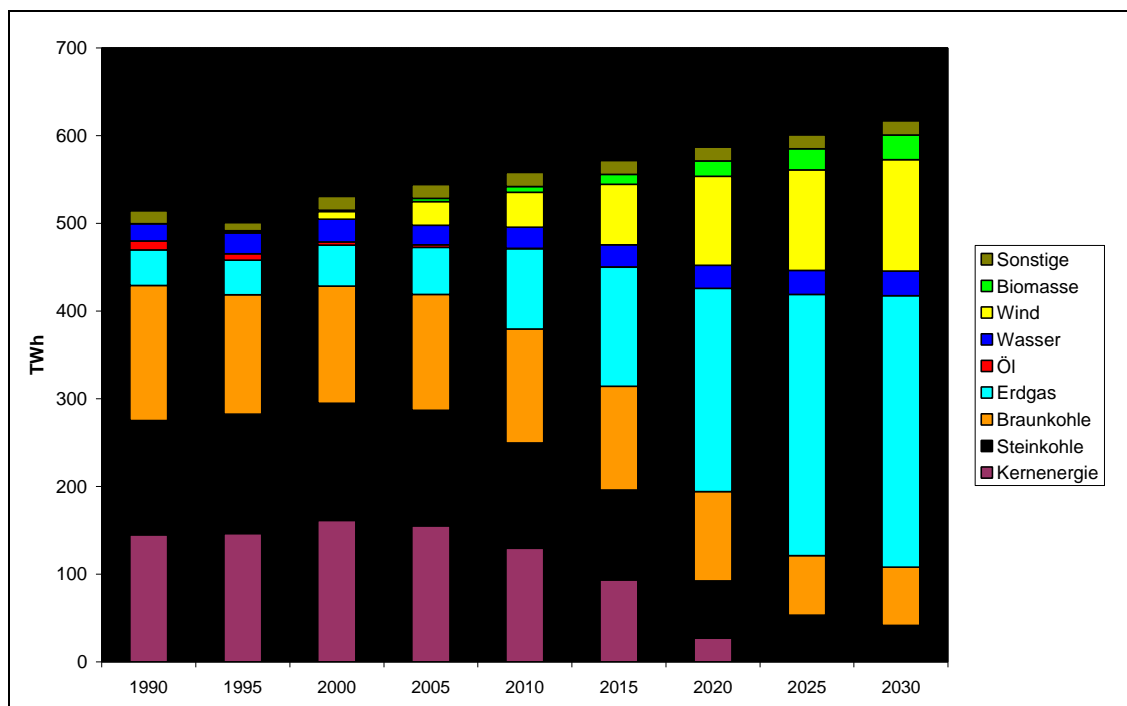


Die Beiträge aller anderen Energieträger zum – insgesamt unveränderten Stromaufkommen – bleiben gleich.

4.3 Das Szenario REG-Erdgas

Für das Szenario *REG-Erdgas* wurde die Forderung nach einem Stopp aller Neubauprojekte für Stein- und Braunkohlekraftwerke modelliert. In Bezug auf Windenergie und Biomasse wurden die Entwicklungen aus dem Szenario *REG-Kohle* unverändert übernommen.

Abbildung 5 Nettostromerzeugung im Szenario REG-Erdgas



Angesichts des hohen Anteils von Kohle bleibt bei einem Verzicht auf Kohle-Neuinvestitionen nur der massive Einstieg in die Erdgasverstromung. Von 2005 bis 2030 müssen für dieses Szenario ca. 70.000 MW neuer Gaskraftwerke installiert werden, ein großer Teil davon als KWK-Anlagen, womit die KWK-Potenziale in Deutschland weitgehend ausgeschöpft werden müssten. Weiterhin müssen Erdgaskraftwerke in erheblichem Umfang für die Grundlastproduktion eingesetzt werden.

Die Kohleverstromung beschränkt sich zum Ende des Betrachtungszeitraums auf die in jüngster Zeit neu errichteten Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern sowie auf einen BOA-Block im rheinischen Braunkohlenrevier und einen Restbestand der jüngsten Steinkohlekraftwerke. Der Anteil der Koh-



lenverstromung am gesamten Stromaufkommen beträgt im Jahr 2030 nur noch knapp 18%.

Hinzuweisen bleibt auch in diesem Szenario auf die Tatsache, dass etwa die Hälfte des sehr ehrgeizigen Ausbaus der Windenergie durch den steigenden Bedarf an Elektrizität kompensiert wird.

Bei einem solchen Ausbau der Erdgasverstromung steigt die Erdgasnachfrage stark an. Von 357 PJ im Jahr 2000 steigt der Erdgasbedarf für die Verstromung auf ca. 2.400 PJ im Jahr 2030. Im Vergleich zur gesamten Erdgasnachfrage des Jahres 2001 entspricht dies einem Zuwachs von ca. 60% in knapp 30 Jahren (d.h. etwa 1,6% jährlich). Zum Vergleich: Von 1990 bis 2001 stieg der Erdgasverbrauch in Deutschland um ca. 35% (bei einer Schwankungsbreite der Zuwachsraten von -4,5 bis +11 Prozent, im Mittel 3,0%).

Obwohl der zusätzliche Erdgasbedarf für dieses Szenario erheblich ist, zeigt der Vergleich, dass damit keineswegs eine unvorstellbare oder (auch: preisseitig) unbeherrschbare Größenordnung erreicht wird.

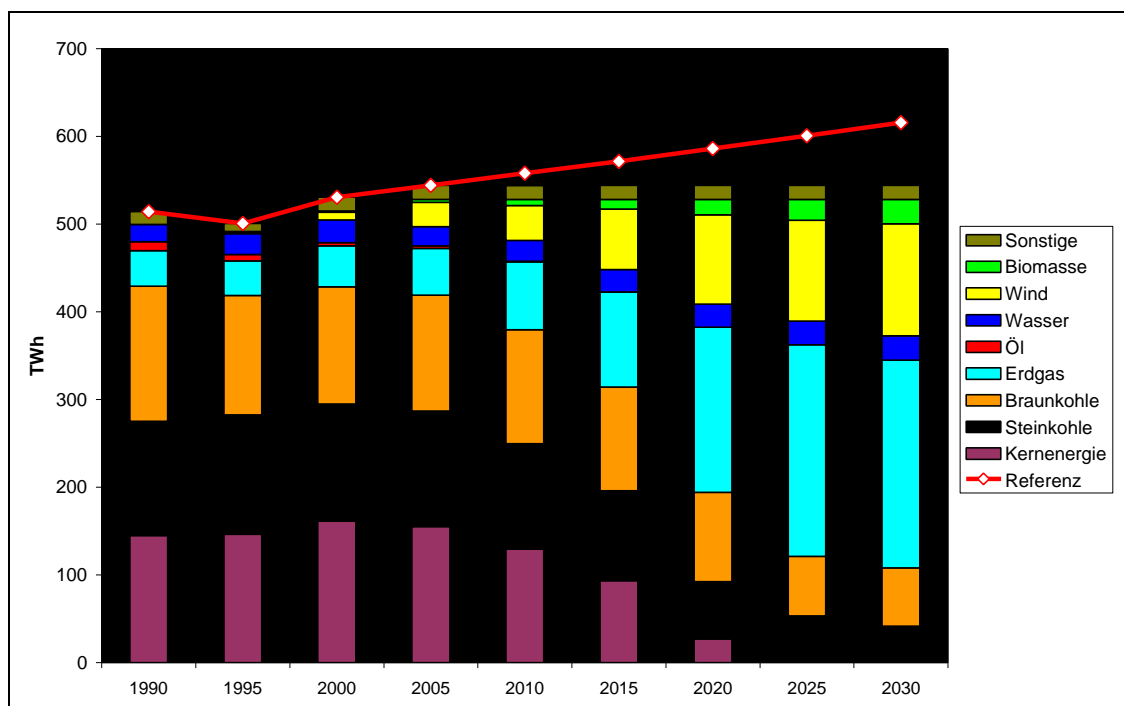
4.4 Das Szenario REG-Erdgas/Stabilisierung

Alle bisher beschriebenen Szenarien beruhen auf einer unveränderten Stromnachfrage. Im Szenario *REG-Erdgas/Stabilisierung* wird angenommen, dass es ab 2005 gelingt, den Strombedarf zu stabilisieren.

Im Vergleich zum Referenzszenario resultiert für das Jahr 2030 eine Minderung der Netto-Stromerzeugung um ca. 11%, dies entspricht knapp 72 TWh. Die verringerte Stromnachfrage wird vor allem durch einen geringeren Zubaubedarf bei Erdgaskraftwerken kompensiert.

Daraus resultiert ein Neuerrichtungsbedarf von ca. 55.000 MW ab 2005. Die überwiegende Zahl der Anlagen würde auch hier wieder im KWK-Bereich errichtet. Der Erdgasbedarf für diese Kraftwerke würde 1.800 PJ betragen, dies entspricht bei sonst unverändertem Verbrauchsniveau einer Erhöhung der deutschen Erdgasnachfrage um ca. 45% (umgerechnet auf die drei Dekaden entspricht dies einer jährlichen Steigerungsrate von ca. 1,3%).

Abbildung 6 Nettostromerzeugung im Szenario REG-Erdgas/Stabilisierung



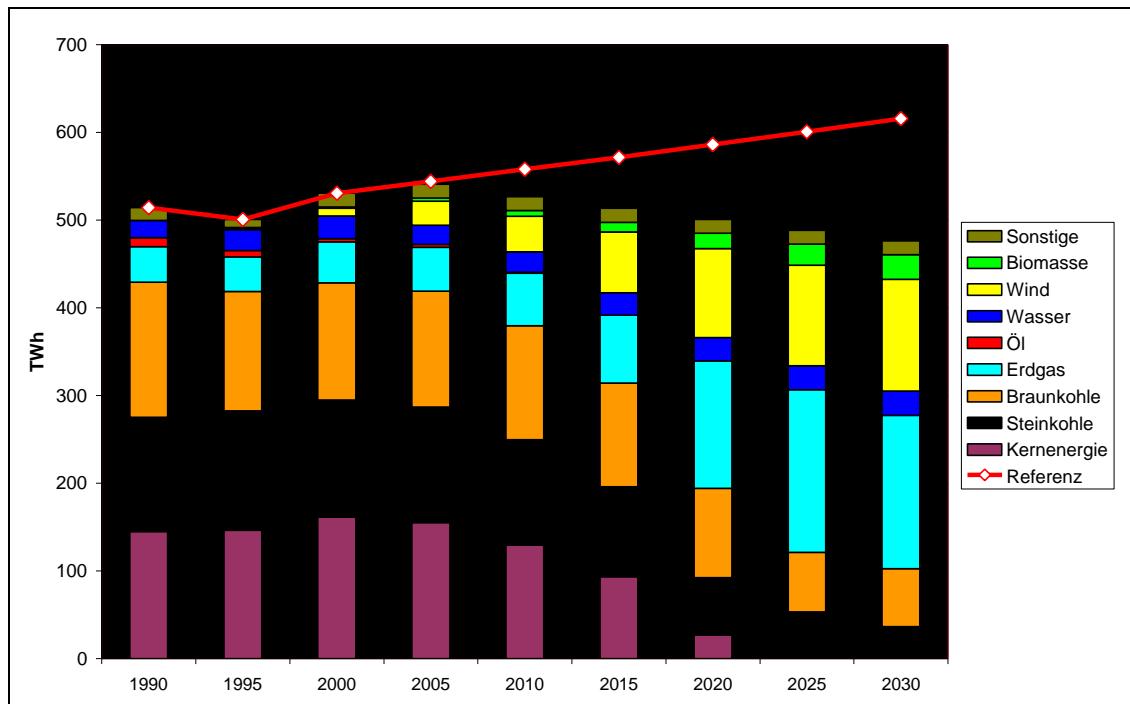
4.5 Das Szenario REG-Erdgas/Einsparung

Das Szenario *REG-Erdgas/Einsparung* führt den Ansatz des Szenarios *REG-Erdgas/Stabilisierung* weiter.

Hier wird davon ausgegangen, dass es ab 2005 gelingt, den Stromverbrauch – und damit die Stromproduktion - bis 2030 um jährlich 0,5% zu reduzieren. Hieraus resultiert im Jahr 2030 eine verminderte Stromerzeugung gegenüber dem Referenzszenario von etwa 22%, dies entspricht einer Erzeugung von fast 140 TWh. Im Vergleich zum Ausgangsniveau des Jahres 2000 ergibt sich eine verminderte Stromproduktion von ca. 54 TWh (-10%).

Die verminderte Stromnachfrage wird auch hier wieder durch einen geringeren Zubau von Erdgaskraftwerken ausgeglichen. Der Zubaubedarf im Zeitraum 2005 bis 2030 beträgt hier noch ca. 40.000 MW. Der Erdgaseinsatz für die Verstromung steigt in diesem Szenario nur um ca. 1.000 PJ. Im Vergleich zum gesamten Erdgas-Verbrauchsniveau von 2001 entspricht dies einer Steigerung um 28% über fast 30 Jahre. Diese Steigerung korrespondiert mit einer jährlichen Steigerungsrate von 0,8% und liegt deutlich unter den Zuwachsraten der letzten Dekade.

Abbildung 7 Nettostromerzeugung im Szenario REG-Erdgas/Einsparung

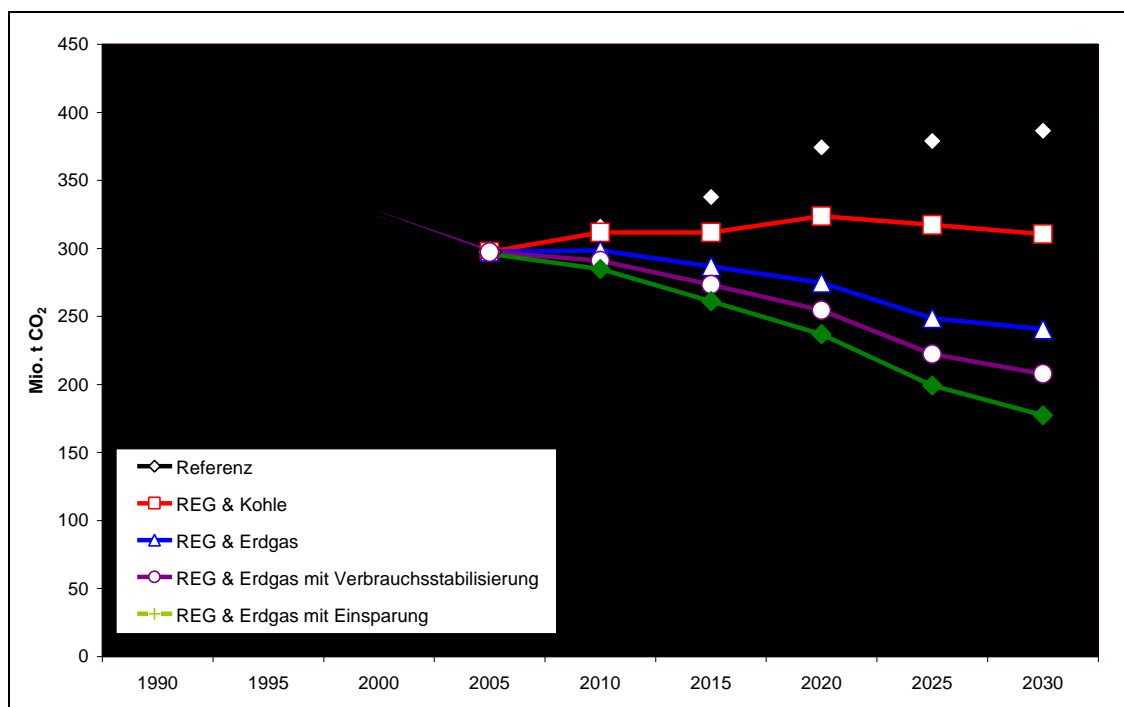


5 Ergebnisse und Sensitivitätsanalysen

5.1 CO₂-Emissionen und Effizienz der Stromerzeugung

Detaillierte Daten zu den verschiedenen Szenarien sind im Anhang (Tabelle 2 bis Tabelle 6) zusammengestellt.

Abbildung 8 CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien



Als Resultat der Szenarienanalyse ergibt sich zunächst eine erhebliche Bandbreite der CO₂-Emissionen. Während im Referenzszenario in der Periode 2015/2020 das Ausgangsniveau von 1990 wieder überschritten wird, kommen alle anderen Szenarien zu stabilen Emissionsminderungen:

- Die ausschließliche Orientierung auf erneuerbare Energien – bei einem sonst kohleorientierten Stromerzeugungssektor – (Szenario *REG-Kohle*) führt gegenüber 1990 zu einer Minderung der CO₂-Emissionen um 12%.
- Die erdgasorientierten Szenarien erreichen im Vergleich zu 1990 Emissionsminderungen von 32% (Szenario *REG-Erdgas*), 41% (Szenario *REG-Erdgas/Stabilisierung*) und 50% (Szenario *REG-Erdgas/Einsparung*), wobei die Nähe der angestrebten Minderung um 50% nur mit den Szenarien er-



reicht wird, die Energieeinsparbemühungen (Szenarien *REG-Erdgas/Stabilisierung* sowie *REG-Erdgas/Einsparung*) unterstellen.

Eine interessante Entwicklung ergibt sich mit Blick auf die Entwicklung der Umwandlungseffizienz der fossilen Kraftwerke. Bereits im Referenzszenario erreicht die Verbesserung des spezifischen Energieverbrauchs je Kilowattstunde von 1990 bis 2030 einen Wert von 28%. In den anderen Szenarien verändert sich dieser Wert nur unmaßgeblich. Dies erklärt sich vor allem aus der weitgehenden Erneuerung des Kraftwerksparks. Bei langen Analysezeiträumen sinkt also die Aussagekraft dieses Indikators. (Begrenzte) Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieeffizienz bei der Stromproduktion ergeben sich dann nur noch über den Übergang zur Kraft-Wärme-Kopplung.

5.2 Kosten

Der Kostenvergleich zwischen den Szenarien beruht grundsätzlich auf einer Differenzkostenanalyse mit dem Referenzszenario, die aus Gründen der Anschaulichkeit als Pro-Kopf-Größe dargestellt wird.

Alle Kostenvergleiche wurden für eine Verzinsung von zehn und sechs Prozent angestellt, wobei aus einzelwirtschaftlicher Sicht ein Verzinsungsanspruch von 10% (inflationbereinigt) die realistischere Variante darstellt. Weiterhin wurde ein Referenzfall für die Brennstoffpreisentwicklung (fortgesetzte Steigerung) sowie eine niedrigere Variante (Stabilisierung auf dem durchschnittlichen Niveau der letzten Dekade) betrachtet.

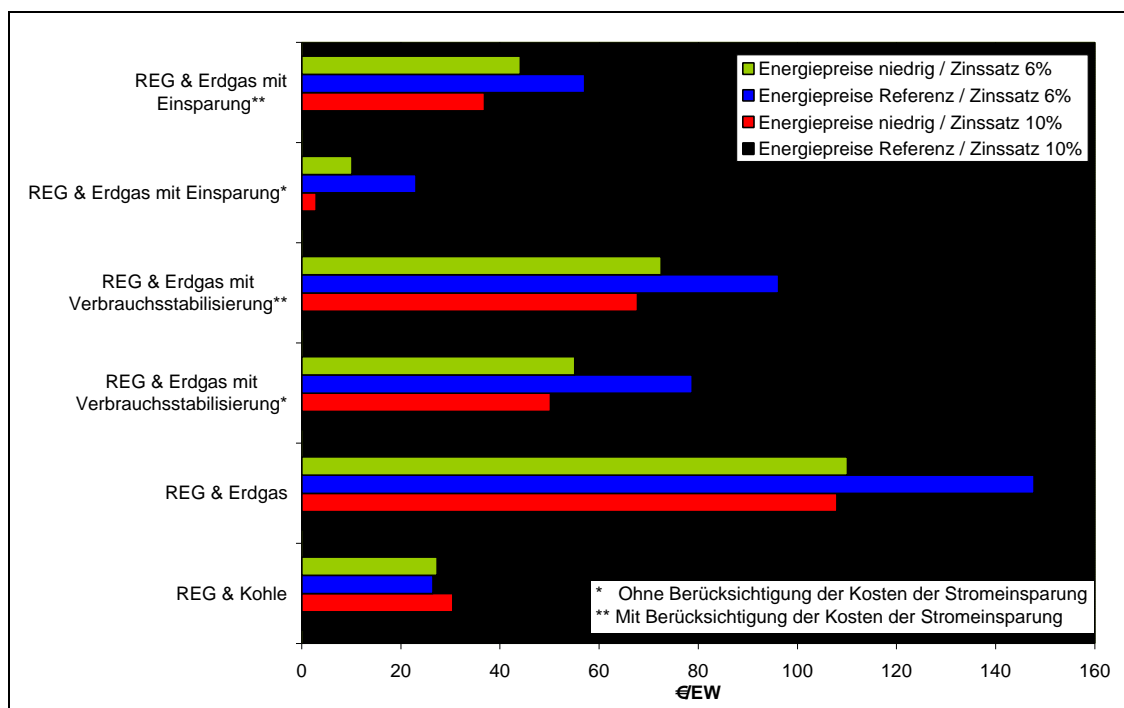
Für die Szenarien, bei denen Aktivitäten auf der Nachfrageseite unterstellt wurden, besteht das Problem, die Energieeinsparungen wirtschaftlich zu bewerten. Als grobe und pragmatische Schätzung wurden hier 2 ct/kWh Stromeinsparung in Ansatz gebracht. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die diesbezüglichen Szenarien jeweils auch ohne wirtschaftliche Bewertung der Einsparmaßnahmen aufgeführt.

Zunächst zeigt sich, dass die Variation von Zinsfaktoren und Brennstoffpreisszenarien zwar einen signifikanten Einfluss auf die Kosten haben, der grundsätzliche Szenarienansatz jedoch die ausschlaggebende Rolle für das Muster der Differenzkosten spielt (Abbildung 9).

Die Zusatzkosten erreichen mit 110 bis 150 € je Einwohner (im Jahr 2030) ihren größten Wert für das Szenario *REG-Erdgas*. Deutlich geringer sind die Zusatzkosten des Szenario *REG-Kohle*, bei dem jedoch mit Abstand die gering-

sten Emissionsminderungen erzielt werden konnten. Sobald die massive Einführung erneuerbarer Energie mit Energieeinsparungen und einem (starken) Ausbau der Erdgasverstromung kombiniert wird, ergeben sich jährliche Kosten, die um 40 bis 90 € je Einwohner höher liegen als im Referenzfall, also einer Entwicklung ohne Klimaschutzausrichtung.

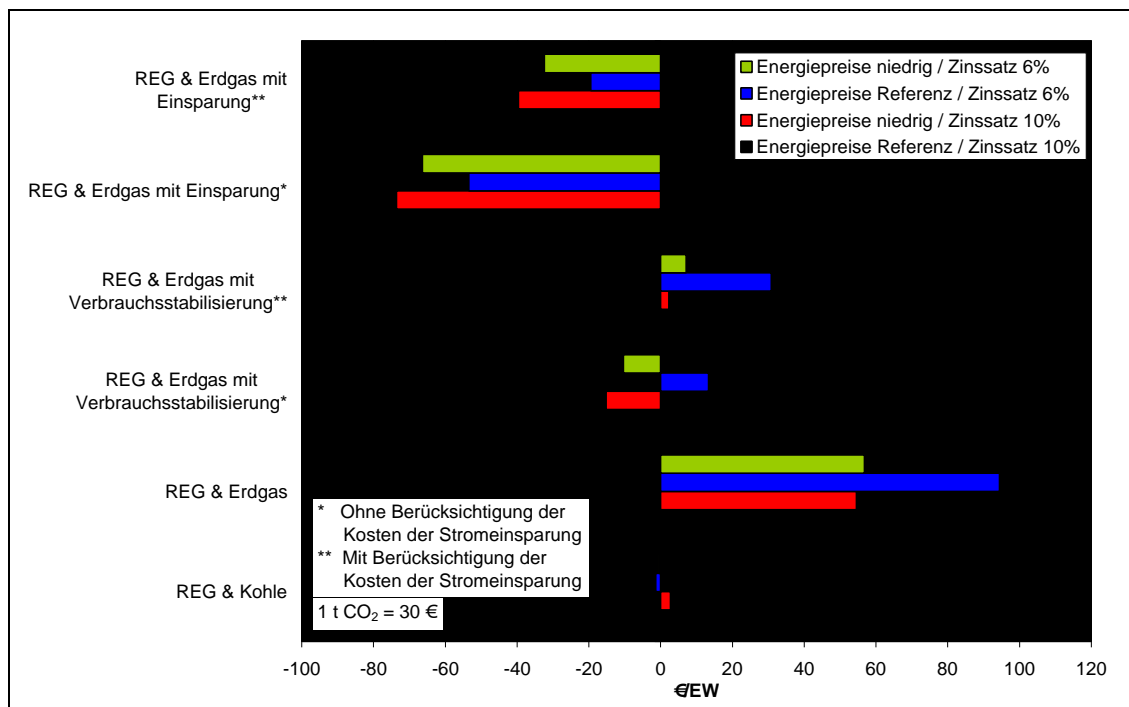
Abbildung 9 Zusatzkosten der verschiedenen Szenarien pro Kopf der Bevölkerung im Jahr 2030



Ein nochmals differenzierteres Bild ergibt sich, wenn unterstellt wird, dass die CO₂-Vermeidung monetär bewertet und in die Bilanz einbezogen wird. Auf Grundlage einer Größenordnung von 30 €/t CO₂ zeigt sich, dass die wirtschaftlichen Effekte einer allein auf den Brennstoffwechsel hin zu Erdgas fixierten Strategie problematisch sind. Auf Grundlage der hier gemachten Ansätze für die Kosten der Energieeinsparung erweisen sich Strategien mit einem hohen Beitrag der Energieeffizienz als sehr attraktiv. Dies gilt auch und gerade vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Variante mit den höchsten Energieeinsparungen auch die höchste CO₂-Minderung zeigt und so – bei entsprechender Monetarisierung der CO₂-Emissionen – als wirtschaftlich am attraktivsten erscheint.

Aber auch die Szenarien, die allein die Möglichkeit einer Stabilisierung des Stromverbrauchs unterstellen, kommen bei Einbeziehung der Klimaeffekte zu letztlich vernachlässigbaren Kostendimensionen. Ungeachtet der Fragen ökonomischer Effizienz zeigt die Größenordnung der Zusatzkosten in den verschiedenen Szenarien jedoch sehr deutlich, dass die verfolgten CO₂-Minderungsziele mit akzeptablen Mehrkosten auch für den Stromsektor umsetzbar sein dürften. Dies gilt umso mehr, wenn die Menge der CO₂-Emissionen über CO₂-Steuern oder CO₂-Zertifikate Eingang in die Preisbildung findet.

Abbildung 10 Zusatzkosten der verschiedenen Szenarien pro Kopf der Bevölkerung im Jahr 2030, und mit Berücksichtigung von Kosten für die CO₂-Emission





6 Schlussfolgerungen

Das PowerSwitch-Programm hat die zentralen Ansatzpunkte für die Erzielung ambitionierter Klimaschutzziele identifiziert, die sich – wenn auch graduell unterschiedlich – in der quantitativen Analyse als die zentralen Stellgrößen für die klimafreundliche Umgestaltung des Stromerzeugungssektors erweisen:

- sehr ambitionierte Ziele für neue erneuerbare Energien,
- die unbedingt notwendige Kombination von Maßnahmen auf der Angebots- und der Nachfrageseite,
- die zentrale und weichenstellende Rolle der Kohleverstromung für die Möglichkeit oder Unmöglichkeit ambitionierter Klimaschutzpfade.

Die Kosten eines ambitionierten Umsteuerns im Stromerzeugungssektor erscheinen in ihrer Größenordnung als beherrschbar, auch wenn sich durch geeignete Kombinationen der Elemente des PowerSwitch-Programms (v.a. in Richtung von Maßnahmen zur Stabilisierung bzw. Minderung des Stromverbrauchs) wahrscheinlich erhebliche Kostenreduktionen erzielen lassen.

Anhang

Tabelle 1 Kostenparameter für neue Stromerzeugungsanlagen nach Inbetriebnahmejahr

| | | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Steinkohlekraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad | netto | 43% | 45% | 49% | 52% |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 1.386 | 1.204 | 1.064 | 1.036 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 95 | 42 | 41 | 40 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 1.650 | 1.650 | 1.650 | 1.650 |
| Braunkohlekraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad | netto | 41% | 45% | 49% | 53% |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 1.300 | 1.250 | 1.200 | 1.150 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 53 | 51 | 49 | 47 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 2.150 | 2.150 | 2.150 | 2.150 |
| Erdgas-Kraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad | netto | 50% | 58% | 60% | 62% |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 567 | 459 | 432 | 405 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 20 | 19 | 18 | 16 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 1.150 | 1.150 | 1.150 | 1.150 |
| Erdgas-Heizkraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad (elektrisch) | netto | 40% | 40% | 40% | 40% |
| Stromkennzahl | kW _{el} /kW _{th} | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 716 | 670 | 639 | 609 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 29 | 26 | 25 | 24 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 5.000 | 5.000 | 5.000 | 5.000 |
| Wasserkraftwerk | | | | | |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 4.500 | 4.500 | 4.500 | 4.500 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 41 | 41 | 41 | 41 |
| Variable Betriebskosten | €/GWh _{el} | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Windkraftwerk onshore | | | | | |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 1.035 | 725 | 700 | 675 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 52 | 36 | 35 | 34 |
| Variable Betriebskosten | €/GWh _{el} | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Windkraftwerk offshore | | | | | |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 1.575 | 950 | 870 | 793 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 79 | 48 | 44 | 40 |
| Variable Betriebskosten | €/GWh _{el} | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biomasse-Kraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad | netto | 30% | 40% | 40% | 40% |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 2.000 | 1.950 | 1.900 | 1.850 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 100 | 98 | 95 | 93 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 11.000 | 11.000 | 11.000 | 11.000 |
| Biomasse-Heizkraftwerk | | | | | |
| Nutzungsgrad (elektrisch) | netto | 40% | 40% | 40% | 40% |
| Stromkennzahl | kW _{el} /kW _{th} | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Investitionskosten ^a | €/kW _{el} | 2.400 | 2.340 | 2.280 | 2.220 |
| Feste Betriebskosten | €/kW _{el} | 100 | 98 | 95 | 93 |
| Variable Betriebskosten ^b | €/GWh _{el} | 11.000 | 11.000 | 11.000 | 11.000 |
| Anmerkungen: ^a einschließlich Bauherreneigenleistungen und Bauzinsen - ^b ohne Brennstoffkosten | | | | | |



Tabelle 2 Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen im Referenzszenario

| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|-----------------------------|--------|------|------|------|------|
| | GWh | | | | |
| Kernenergie | 145 | 161 | 129 | 27 | 0 |
| Steinkohle | 131 | 134 | 142 | 235 | 280 |
| Braunkohle | 154 | 134 | 149 | 166 | 177 |
| Öl | 10 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| Erdgas | 40 | 47 | 53 | 62 | 61 |
| Laufwasser | 15 | 20 | 18 | 20 | 22 |
| Speicherwasser | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Pumpspeicher | 4 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| Wind | 0 | 9 | 37 | 44 | 40 |
| Biomasse | 0 | 1 | 6 | 10 | 14 |
| Sonstige | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Summe | 514 | 531 | 558 | 586 | 616 |
| | Mio. t | | | | |
| CO ₂ -Emissionen | 355 | 325 | 316 | 374 | 387 |



Tabelle 3 *Nettostromerzeugung, CO₂-Emissionen und Zusatzkosten im Szenario REG-Kohle*

| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
| | GWh | | | | |
| Kernenergie | 145 | 161 | 129 | 27 | 0 |
| Steinkohle | 131 | 134 | 152 | 205 | 224 |
| Braunkohle | 154 | 134 | 137 | 131 | 132 |
| Öl | 10 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| Erdgas | 40 | 47 | 53 | 62 | 61 |
| Laufwasser | 15 | 20 | 18 | 20 | 22 |
| Speicherwasser | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Pumpspeicher | 4 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| Wind | 0 | 9 | 40 | 102 | 127 |
| Biomasse | 0 | 1 | 7 | 17 | 28 |
| Sonstige | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Summe | 514 | 531 | 558 | 587 | 617 |
| | Mio. t | | | | |
| CO ₂ -Emissionen | 355 | 325 | 312 | 324 | 311 |
| | €/EW | | | | |
| Zusatzkosten ^a | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 3 | 27 | 30 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | 3 | 27 | 31 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 2 | 24 | 26 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 2 | 24 | 27 |
| Zusatzkosten ^b | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 1 | 8 | 2 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | 1 | 9 | 3 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 1 | 5 | -1 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 1 | 5 | 0 |
| Anmerkungen: ^a im Vergleich zum Referenzszenario - ^b im Vergleich zum Referenzszenario und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) | | | | | |



Tabelle 4 *Nettostromerzeugung, CO₂-Emissionen und Zusatzkosten im Szenario REG-Erdgas*

| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
| | GWh | | | | |
| Kernenergie | 145 | 161 | 129 | 27 | 0 |
| Steinkohle | 131 | 134 | 120 | 65 | 42 |
| Braunkohle | 154 | 134 | 130 | 102 | 66 |
| Öl | 10 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| Erdgas | 40 | 47 | 91 | 232 | 310 |
| Laufwasser | 15 | 20 | 18 | 20 | 22 |
| Speicherwasser | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Pumpspeicher | 4 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| Wind | 0 | 9 | 40 | 102 | 127 |
| Biomasse | 0 | 1 | 7 | 17 | 28 |
| Sonstige | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Summe | 514 | 531 | 558 | 587 | 617 |
| | Mio. t | | | | |
| CO ₂ -Emissionen | 355 | 325 | 298 | 275 | 241 |
| | €/EW | | | | |
| Zusatzkosten ^a | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 16 | 105 | 146 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | 15 | 90 | 108 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 16 | 104 | 148 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 15 | 88 | 110 |
| Zusatzkosten ^b | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 9 | 69 | 92 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | 8 | 53 | 55 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 10 | 67 | 94 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 9 | 52 | 57 |
| Anmerkungen: ^a im Vergleich zum Referenzszenario - ^b im Vergleich zum Referenzszenario und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) | | | | | |



Tabelle 5 *Nettostromerzeugung, CO₂-Emissionen und Zusatzkosten im Szenario REG-Erdgas/Stabilisierung*

| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--|--------|------|------|------|------|
| | GWh | | | | |
| Kernenergie | 145 | 161 | 129 | 27 | 0 |
| Steinkohle | 131 | 134 | 120 | 65 | 42 |
| Braunkohle | 154 | 134 | 130 | 102 | 66 |
| Öl | 10 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| Erdgas | 40 | 47 | 77 | 188 | 237 |
| Laufwasser | 15 | 20 | 18 | 20 | 22 |
| Speicherwasser | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Pumpspeicher | 4 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| Wind | 0 | 9 | 40 | 102 | 127 |
| Biomasse | 0 | 1 | 7 | 17 | 28 |
| Sonstige | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Summe | 514 | 531 | 544 | 544 | 544 |
| | Mio. t | | | | |
| CO ₂ -Emissionen | 355 | 325 | 291 | 255 | 208 |
| | €/EW | | | | |
| Zusatzkosten ^a | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 0 | 60 | 74 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -1 | 50 | 50 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 1 | 61 | 79 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 1 | 51 | 55 |
| Zusatzkosten ^b | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | 3 | 71 | 91 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | 3 | 60 | 68 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | 5 | 71 | 96 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | 4 | 61 | 73 |
| Zusatzkosten ^c | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -9 | 16 | 9 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -10 | 6 | -15 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -8 | 17 | 13 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -9 | 7 | -10 |
| Zusatzkosten ^d | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -6 | 27 | 26 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -7 | 16 | 2 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -4 | 27 | 31 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -5 | 17 | 7 |
| Anmerkungen: ^a im Vergleich zum Referenzszenario ohne Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten - ^b im Vergleich zum Referenzszenario mit Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten (2 ct/kWh) - ^c im Vergleich zum Referenzszenario, ohne Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) - ^d im Vergleich zum Referenzszenario, mit Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten (2 ct/kWh) und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) | | | | | |



Tabelle 6 *Nettostromerzeugung, CO₂-Emissionen und Zusatzkosten im Szenario REG-Erdgas/Einsparung*

| | 1990 | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|--|--------|------|------|------|------|
| | GWh | | | | |
| Kernenergie | 145 | 161 | 129 | 27 | 0 |
| Steinkohle | 131 | 134 | 120 | 65 | 37 |
| Braunkohle | 154 | 134 | 130 | 102 | 66 |
| Öl | 10 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| Erdgas | 40 | 47 | 60 | 145 | 174 |
| Laufwasser | 15 | 20 | 18 | 20 | 22 |
| Speicherwasser | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Pumpspeicher | 4 | 3 | 5 | 5 | 5 |
| Wind | 0 | 9 | 40 | 102 | 127 |
| Biomasse | 0 | 1 | 7 | 17 | 28 |
| Sonstige | 15 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Summe | 514 | 531 | 527 | 501 | 476 |
| | Mio. t | | | | |
| CO ₂ -Emissionen | 355 | 325 | 285 | 237 | 177 |
| | €/EW | | | | |
| Zusatzkosten ^a | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -11 | 23 | 16 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -12 | 17 | 3 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -9 | 26 | 23 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -10 | 20 | 10 |
| Zusatzkosten ^b | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -4 | 44 | 50 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -4 | 38 | 37 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -2 | 47 | 57 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -2 | 41 | 44 |
| Zusatzkosten ^c | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -23 | -27 | -61 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -23 | -33 | -74 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -15 | -24 | -53 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -21 | -31 | -66 |
| Zusatzkosten ^d | | | | | |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 10% | | | -15 | -6 | -27 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 10% | | | -15 | -12 | -40 |
| Energiepreise Referenz, Zinssatz 6% | | | -8 | -4 | -19 |
| Energiepreise niedrig, Zinssatz 6% | | | -13 | -10 | -32 |
| Anmerkungen: ^a im Vergleich zum Referenzszenario ohne Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten - ^b im Vergleich zum Referenzszenario mit Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten (2 ct/kWh) - ^c im Vergleich zum Referenzszenario, ohne Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) - ^d im Vergleich zum Referenzszenario, mit Berücksichtigung der Strom-Einsparkkosten (2 ct/kWh) und mit Monetarisierung der CO ₂ -Emissionen (30 €/t CO ₂) | | | | | |