

Treibhausgasemissionen der zukünftigen europäischen Stromerzeugung

Studie des Paul Scherrer Instituts, Bereich ENE, für das
Bundesamt für Energie, Bern

Vertragsnummer: 85137

Eine Studie des Projektes GaBE – Ganzheitliche
Betrachtung von Energiesystemen

Bearbeiter: Dr. Alexander Röder

Villigen, September 2002

Zusammenfassung

Im Auftrag des Bundesamtes für Energie wurde am Paul Scherrer Institut eine Studie zu den Treibhausgasemissionen der zukünftigen (bis 2050) europäischen Stromerzeugung durchgeführt. Ausgangspunkt sind Prognosen der Eurelectric, eines Verbandes europäischer Stromerzeuger. Für die Zeit nach 2020 wurde eine Fortschreibung der Entwicklung angenommen (Standardszenario). Für Sensitivitätsanalysen werden ein kohlenstoff-intensives und ein vergleichsweise kohlenstoffarmes Szenario für die Jahre 2030 und 2050 betrachtet, die vom International Institute for Applied Systems Analyses (IIASA) erstellt wurden. Ergänzend dazu werden die Entwicklung der Kraftwerkstechnologie sowie der Brennstoffketten abgeschätzt.

Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Reduktion der spezifischen Treibhausgas-Emissionen über die Zeit: im Jahr 2000 betragen die durchschnittlichen Emissionen der Erzeugung in der UCTE 522 g CO₂-eq. / kWh, im Jahr 2050 im Standardszenario noch 331 g CO₂-eq. / kWh (jeweils bezogen auf den Bezug ab Mittelspannungs-Netz). In Sensitivitätsanalysen wurde gezeigt, dass dabei die substantiellen Unsicherheiten bei den Neuen Erneuerbaren Energiequellen nur einen geringen Einfluss auf das Endergebnis haben. Auf der anderen Seite zeigen die Sensitivitätsanalysen mit den Szenarien des IIASA deutliche Abweichungen zum Standardszenario. Hier liegen die Emissionen im Jahr 2050 um 39% über bzw. 32% unter dem Standardszenario.

Abstract

On behalf of the Bundesamt für Energy (Swiss Federal Energy Agency), the Paul Scherrer Institute has performed a study on greenhouse gas emissions from future (until 2050) European electricity production. The study is based on forecasts made by Eurelectric, an association of European utilities. These forecasts were extended to 2050 (standard scenario). In a sensitivity analysis, two scenarios elaborated by the International Institute for Applied Systems Analyses (IIASA) were analysed; one of these scenarios is carbon-intensive, the other one relatively low in carbon emissions. These forecasts are complemented by analyses concerning the development of power plant technologies and possible changes in the fuel chains.

The results show a significant reduction of specific greenhouse gas emissions over time: in 2000, average emissions for the UCTE are 522 g CO₂-eq. / kWh, until 2050 they drop to 331 g CO₂-eq. / kWh in the standard scenario (both numbers refer to electricity from the medium-voltage net). In sensitivity analyses it was shown that the substantial uncertainties concerning new renewable energy sources have only little influence on the final result. On the other hand the results for the sensitivity analyses with the IIASA scenarios differ considerably from those in the standard scenario. Emissions are 39% above and 32% below those in the standard scenario, respectively.

Inhalt

Zusammenfassung.....	ii
Abstract.....	iii
Inhalt	iv
1. Hintergrund	1
2. Vorgehen.....	2
3. Bestimmung des Elektrizitäts-Erzeugungsmixes.....	3
3.1 Stützjahre 2010 und 2020	3
3.2 Stützjahre 2030 und 2050	5
3.2.1 Eigene Prognose der Entwicklung bis 2050 (Standardszenario)	6
3.2.2 Zusammenfassung der Entwicklung von 2000 bis 2050	9
3.2.3 Szenarien für Sensitivitätsanalysen.....	11
4. Entwicklung der einzelnen Energieketten	13
4.1 Kraftwerke	13
4.1.1 Wirkungsgrade.....	14
4.1.2 Direkte Emissionen.....	16
4.2 Vorgelagerte Emissionen.....	18
4.2.1 Fossile Kraftwerke	18
4.2.2 Nicht-fossile Kraftwerke.....	19
5. Resultate für die Treibhausgasemissionen.....	21

5.1 Direkte Emissionen.....	21
5.2 Emissionen über den gesamten Lebenszyklus.....	23
5.3 Sensitivitätsanalyse – Neue Erneuerbare.....	25
Anhang.....	28
Anhang 1: Das Modell zur Bestimmung der Wirkungsgrade.....	28
Bestimmung der Altersschichtung.....	28
Berechnung des Wirkungsgrades.....	31
Anhang 2: Emissionsfaktoren Kraftwerke.....	32
Anhang 3: Faktoren für vorgelagerte Emissionen	33
Anhang 4: Ergebnisse Direkte Emissionen.....	34
Anhang 5: Ergebnisse Emissionen über den gesamten Lebenszyklus.....	36
Literatur.....	40

1. Hintergrund

Das Bundesamt für Energie (BFE) entwickelt unter anderem Konzepte für eine nachhaltige Mobilität; eine besondere Bedeutung haben dabei Treibhausgas(THG)-Emissionen. Dabei unterliegt die Bewertung des Energieträgers Strom, der direkt in Batteriefahrzeugen oder indirekt als Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt werden kann, besonderen Schwierigkeiten: Da bei der Bewertung der Stromerzeugung in Hinblick auf Treibhausgase grosse Unterschiede zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen bestehen und sich die Zusammensetzung des Strommixes in einem gegebenen Gebiet in hinreichend langen Zeiträumen (grösser als etwa 10 Jahre) deutlich ändern kann, können für die Bewertung zukünftiger Strommixe in deutlich geringerer Masse als für andere Energieträger (z. B. fossile Treibstoffe) Zahlen herangezogen werden, die die heutige Situation beschreiben.

Für die Inlandsproduktion in der Schweiz kann auf absehbare Zeit davon ausgegangen werden, dass diese weitgehend treibhausgasfrei bleibt. Allerdings ist zu beachten, dass die allfällige Einführung von Elektrofahrzeugen eine Verringerung des Schweizerischen Exportüberschusses bzw. eine Erhöhung des Importüberschusses bedeutet, so dass es sinnvoll erscheint, für die Bewertung von Elektrofahrzeugen den europäischen Strommix anzusetzen. Man darf jedoch nicht vergessen, dass es sich hierbei um die durchschnittliche Erzeugung handelt. Bei bestimmten Fragestellungen kann es jedoch sinnvoll sein, die marginale Stromproduktion oder den durch eine definierte Erhöhung der Nachfrage ausgelösten Zubau zu betrachten.

Aus diesem Grund benötigt das BFE Abschätzungen für den europäischen Strommix in den Jahren 2010, 2020, 2030 und 2050. Die Daten sollen über den gesamten Lebenszyklus aggregiert werden und alle Treibhausgase beinhalten.

2. Vorgehen

Die Abschätzung der Treibhausgasemissionen erfolgt in drei Schritten:

1. Die Grundlage bildet die Berechnung des Elektrizitäts-**Erzeugungsmixes** für die genannten Stützjahre. Für 2030 und 2050 werden verschiedene Szenarien betrachtet, da eine Prognose über die entsprechenden Zeiträume zu unsicher erscheint.
2. Komplementär dazu muss die voraussichtliche **Entwicklung der einzelnen Technologien und Energieketten** (z.B. Herkunft importierter Energieträger) analysiert werden.
3. Abschliessend können die durchschnittlichen Emissionen berechnet werden.

Allgemein bezieht sich die vorliegende Studie auf die heutige UCTE ohne die Nachfolgestaaten des ehemaligen Jugoslawiens. Für die Jahre 2030 und 2050 werden jedoch auch zwei Szenarien betrachtet, die sich an Ergebnisse aus [Nakićenovic *et al.* 1998] anlehnen und ganz Europa (ohne die ehemalige Sowjetunion, aber mit der Türkei) betreffen.

Zur Berechnung der Treibhausgasemissionen kommen die sogenannten Global Warming Potentials für einen Zeithorizont von 100 Jahren (GWP_{100}) gemäss [IPCC 2001] zum Ansatz, vgl. Tabelle 1. Diese Global Warming Potentials beschreiben die Treibhauswirkung eines Gases im Vergleich zur gleichen Masse Kohlendioxid.

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
GWP ₁₀₀	1	23	296

Tabelle 1: Global Warming Potentials für einen Zeithorizont von 100 Jahren gemäss [IPCC 2001].

Es werden in der vorliegenden Studie nur Emissionen von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (Distickstoffoxid, N₂O) berücksichtigt. Andere Treibhausgase haben nach den bisherigen Erfahrungen nur marginalen Einfluss auf

die durchschnittlichen Emissionen von Strommischen, die zumindest teilweise fossile Primärenergieträger nutzen.

Das Vorgehen bei wird in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

3. Bestimmung des Elektrizitäts-Erzeugungsmixes

3.1 Stützjahre 2010 und 2020

Für die Jahre 2010 und 2020 kann weitgehend auf die Ausblicke der Vereinigung der Europäischen Elektrizitätswirtschaft (eurelectric) zurückgegriffen werden, die jährlich veröffentlicht werden [Eurprog 2002]. Trotz einiger Unstimmigkeiten innerhalb der Daten liefert dieser Bericht eine gute Beschreibung des in den Stützjahren zu erwartenden Strommixes. Die Nichtberücksichtigung der Nachfolgestaaten des ehemaligen Jugoslawien ist aufgrund der vergleichsweise geringen Produktion nicht wesentlich und erfordert keine Korrektur.

Im Rahmen dieser Studie werden im wesentlichen die Prognosen für die Elektrizitätsproduktion nach Primärenergieträger verwendet. Diese Prognosen weisen nur leichte Inkonsistenzen auf¹. Andere Prognosen wie die der installierten Kraftwerkstypen oder des Brennstoffeinsatzes werden nur ergänzend benutzt. Die Daten für Kohlendioxidemissionen finden keine Berücksichtigung, da hier z. T. erhebliche Inkonsistenzen mit dem Brennstoffverbrauch zu beobachten sind und der verdacht nahe liegt, dass es sich hier z. T. eher um politisch motivierte Zielgrößen handelt.

Für das Jahr 2020 enthält der genannte Bericht keine Prognosen für Belgien und Frankreich. Hier wird vereinfachend davon ausgegangen, dass das Wachstum der Gesamtproduktion dem in den Nachbarländern Deutschland, Niederlande und

¹ In einigen Fällen stimmen der Wert für die Produktion aus neuen erneuerbaren Energiequellen in der allgemeinen Prognose nicht mit der Summe in der detaillierten Prognose für diese Quellen überein. In diesem Fall wurden die Daten aus der detaillierten Prognose übernommen.

Luxemburg entspricht und sich die Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien nicht ändern².

Für die Slowakei liegen keine Daten zum Brennstoffmix in den fossilen Kraftwerken vor. Da der Anteil dieser Kraftwerke am gesamten UCTE-Mix typischerweise nur 0,4 % beträgt, wird vereinfachend angenommen, dass die Anteile der einzelnen Brennstoffe denen im Rest der UCTE entsprechen.

Generell wird die Stromerzeugung aus nicht näher bestimmten Energieträgern vernachlässigt. Ihr Anteil an der Gesamtproduktion beträgt in beiden Stützjahren 0,7 %.

	2000	2010	2020
Gesamtproduktion (TWh)	2'146	2'501	2'859
Anteile nach Primärenergie (%)			
Kernkraft	34,2	29,4	24,0
Steinkohle	18,1	13,5	14,0
Braunkohle	12,9	10,3	9,1
Öl	7,7	4,7	4,2
Erdgas	11,3	24,5	29,6
Andere Gase ¹	0,7	0,6	0,5
total fossil	50,8	53,6	57,4
Wasserkraft	10,6	9,4	8,8
Pumpspeicher	2,9	2,5	2,3
Photovoltaik	0,005	0,017	0,058
Wind	0,7	3,0	4,2
Sonst. Erneuerbare	0,9	2,1	3,2

Tabelle 2: Strommix in der UCTE in den Jahren 2000, 2010 und 2020. Quelle: eigene Berechnungen nach [Eurprog 2002]. ¹: Z. B. Hochofengas, Kokereigas.

² Dies bedeutet einen eventuell nicht realistischen Anstieg der Erzeugung aus Wasserkraft in Frankreich; für die Zielgrösse (THG-Emissionen der europäischen Stromerzeugung) ist dies jedoch weitgehend bedeutungslos.

Im Ergebnis erhält man den in Tabelle 2 dargestellten Strommix. Der deutliche Rückgang bei der Kernkraft ist in erster Linie auf den angenommenen Ausstieg in einigen Ländern (insb. Deutschland) zurückzuführen. Die leichte Abnahme bei der Wasserkraft rührt daher, dass das Ausbaupotential geringer ist als der Zuwachs der Nachfrage bis 2020. Eine Zunahme ist bei den fossilen Kraftwerken zu verzeichnen, doch wächst hier in erster Linie das Erdgas, während andere fossile Brennstoffe einen rückläufigen Anteil zeigen. Deutlichen Zuwachs sieht man auch bei den neuen erneuerbaren Energiequellen; insbesondere der Anteil der Windkraft wächst um einen Faktor 6.

3.2 Stützjahre 2030 und 2050

Für diese Stützjahre sind in [Eurprog 2002] keine Angaben enthalten. Der naheliegende Ansatz, für diesen Zeitraum auf Daten des International Institute for Applied Systems Analysis zurückzugreifen (IIASA) [IIASA], die im Rahmen eines umfangreichen Projektes in Zusammenarbeit mit dem World Energy Council erarbeitet wurden [Nakićenovic *et al.* 1998], erwies sich leider als nicht durchführbar: Von den sechs Szenarien, die innerhalb dieses Projektes analysiert wurden, weist keines im Jahre 2020 und für die betrachtete Region (Westeuropa) einen Strommix auf, der hinreichende Ähnlichkeit mit den Daten von [Eurprog 2002] aufweist. Somit hätte es zwischen 2020 und 2030 in jedem Fall nicht nachvollziehbare Brüche in der Entwicklung gegeben.

Im Rahmen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) wurden in der Zwischenzeit mit der gleichen Methodik und unter Mitarbeit der gleichen Gruppe der IIASA neue Szenarien entwickelt [IPCC 2000]. Allerdings sind von diesen Szenarien noch keine nach Regionen aggregierten Daten veröffentlicht worden.

Aus diesem Grund wurde entschieden, für die Jahre 2030 und 2050 eine eigene Prognose zu entwickeln. Diese Prognose soll die Entwicklung zwischen 2000 und 2020 sinnvoll fortschreiben. Dieses Szenario berücksichtigt in keiner Weise allfällige Übereinkünfte zur Limitierung von Treibhausgasemissionen und ist insofern ein Business-as-usual-Szenario. Es wird jedoch versucht, die Treibhausgasproblematik und daraus erwachsende gesellschaftliche Strömungen in angemessener Weise bei der Bewertung der einzelnen Technologien zu berücksichtigen. In einer

Sensitivitätsanalyse werden ein kohlenstoffintensives Szenario und ein kohlenstoffarmes Szenario aus [Nakićenovic *et al.* 1998] untersucht.

3.2.1 Eigene Prognose der Entwicklung bis 2050 (Standardszenario)

Als Grundlage einer Abschätzung des Erzeugungsmixes müssen als erstes die Zuwachsraten der Produktion abgeschätzt werden. Tabelle 3 zeigt die historischen Zuwachsraten zwischen 1990 und 2000, die Vorhersagen der Eurprog bis 2020 sowie die daraus abgeschätzte Entwicklung nach 2020. Damit beträgt der Gesamtzuwachs zwischen 1990 und 2050 etwa 118%. Zum Vergleich: Im Szenario B in [Nakićenovic *et al.* 1998] („Middle Course“) wächst die Stromproduktion Westeuropas im gleichen Zeitraum um 108%.

Zeitraum	1990 - 2000	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Zuwachs/a	2,25%	1,55%	1,34%	1,10%	0,80%

Tabelle 3: Jährliche Zuwachsraten der Stromproduktion in der UCPTE zwischen 1990 und 2050.

Quellen: [Eurprog 2002] (bis 2020), eigene Schätzung (ab 2020).

Für die Entwicklung der einzelnen Anteile wurden folgende vereinfachende Annahmen gemacht:

- **Kernkraft:** Obwohl zwischen 2000 und 2020 ein deutlicher Rückgang des Anteils zu beobachten ist (von 34,2% auf 24,0%) und zwischen 2010 und 2020 sogar die absolute Stromproduktion abnimmt, wird hier angenommen, dass die absolute Produktion nach 2020 wieder ansteigt. Gründe dafür sind einerseits, dass der Atomausstieg in Deutschland bis 2020 weitgehend abgeschlossen sein wird und dass andererseits die Kernkraft unter gewissen Gesichtspunkten unbestreitbare Vorteile besitzt, die sie in Zeiten evtl. steigender Preise für fossile Energieträger und gestiegenen gesellschaftlichen Drucks zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen attraktiv machen. Als Ansatz für den Anteil der Kernenergie werden 23,0% (2030) bzw. 21,0% (2050) verwendet.
- **Steinkohle:** Der Anteil der Steinkohle fällt von 2000 bis 2010 von 18,1% auf 13,5% und erholt sich bis 2020 leicht auf 14,0%. Trotz des hohen

Kohlenstoffgehalts (pro Energieeinheit) dieses Energieträgers wird davon ausgegangen, dass dieser Anteil in der Folge nicht weiter abnimmt. Neben dem Mangel an wirtschaftlich sinnvollen und gesellschaftlich durchsetzbaren Alternativen tragen insbesondere auch die deutlich steigenden Wirkungsgrade dieser Technologie zu dieser Entwicklung bei.

- **Braunkohle:** Der Anteil der Braunkohle nimmt von 2000 bis 2020 von 12,9% auf 9,1% ab. Trotz der sehr hohen Kohlenstoffintensität und des nur geringfügig wachsenden Wirkungsgrads neuer Kraftwerke wird angenommen, dass die Produktion in Braunkohlekraftwerken bis 2030 auf dem Niveau von 2020 (etwa 255 TWh) verharrt und bis 2050 auf 200 TWh jährlich zurückgeht. Dies führt zu einer Verringerung des Anteils auf 5,4%.
- **Öl:** Die Produktion in Ölkraftwerken nimmt von 91,5 TWh im Jahr 2000 auf 78,2 TWh im Jahr 2010 ab. Bis 2020 steigt sie wieder leicht auf 81,7 TWh. Hier wird davon ausgegangen, dass sich die Produktion in der Folge bei 80 TWh jährlich stabilisiert.
- **Erdgas:** Der Anteil der Erdgaskraftwerke erhöht sich von 2000 bis 2020 deutlich, von 11,3% auf 29,6%. Noch deutlicher wird dieser Zuwachs in absoluten Zahlen: die Produktion steigt von 207 TWh (2000) auf 799 TWh (2020). Für die weitere Entwicklung wird davon ausgegangen, dass diese Expansion nur noch gedämpft verlaufen kann. So wächst der Anteil der Erdgaskraftwerke bis 2030 nur auf 31,5% (997 TWh) und bis 2050 auf 33,5% (1'244 TWh).
- **Andere Gase:** Unter diese Gruppe fallen in erster Linie Hochofengase und Kokereigase. Die absolute Produktion bleibt bis 2020 stabil bei etwa 15 TWh. Dieser Wert wird auch für die weitere Entwicklung angesetzt. Der prozentuale Anteil an der Stromerzeugung ist gering (2000: 0,7%, 2050: 0,4%).
- **Wasserkraft:** [Eurprog 2002] sieht für den Zeitraum von 2000 bis 2020 eine Zunahme der Produktion von 287 TWh auf 313 TWh voraus. Damit dürfte das wirtschaftlich und gesellschaftlich akzeptable Potential dieser Technologie innerhalb der UCTE weitgehend ausgeschöpft sein. Für die Jahre 2030 und 2050 wird von einer Produktion von je 320 TWh ausgegangen, die wie in den

vorherigen Jahren zu vier Fünfteln in Lauf- und Speicherkraftwerken sowie zu einem Fünftel in Pumpspeicherkraftwerken erzeugt werden.

- **Neue Erneuerbare:** Die **Photovoltaik** zeigt zwischen 2000 und 2020 gemäss [Eurprog 2002] nahezu eine Vervierfachung der Produktion in jedem Jahrzehnt. Dieses exponentielle Wachstum wird auch für die Periode bis 2030 angenommen, anschliessend erfolgt eine Abflachung, so dass es zwischen 2030 und 2050 nur etwa zu einer Verachtfachung der Produktion kommt. Insgesamt wächst der Anteil der Photovoltaik von 0,005% (2000) auf 1,4% (2050).

Die Produktion in **Windkraftanlagen** macht einen deutlichen Sprung von 2000 (14,3 TWh) bis 2010 (74,1 TWh). In der Folge schwächt sich das Wachstum deutlich ab, im Jahre 2020 werden 120 TWh erreicht. Da hier aber offensichtlich erst wenige Offshore-Anlagen berücksichtigt sind, wird hier davon ausgegangen, dass sich das Wachstum linear fortsetzt, so dass im Jahre 2050 255 TWh Strom produziert werden. Der Anteil der Windenergie steigt damit von 0,7% (2000) auf 6,9% (2050).

Zu den **anderen Neuen Erneuerbaren** gehören z. B. die Geothermie oder die Nutzung von Biomasse und Abfall. Die Produktion aus diesen Quellen wächst von 20,1 TWh (2000) auf 92,2 TWh (2050). Da für alle anderen Energiequellen sowie die Gesamtproduktion explizite Annahmen gemacht wurden, muss die Produktion aus diesen Neuen Erneuerbaren als freie Variable die Bilanz schliessen. Es ergeben sich damit Werte von 154 TWh im Jahr 2030 und 248 TWh im Jahr 2050 – Werte, die durchaus realistisch erscheinen und damit ein Indiz für die Plausibilität der gesamten Überlegungen liefern. Der Anteil der anderen Neuen Erneuerbaren steigt von 0,9% auf 6,7%.

Andere Technologien wie z. B. die Kernfusion wurden nicht berücksichtigt. Die Produktion signifikanter Strommengen aus diesen Technologien bis 2050 wird als unwahrscheinlich eingestuft.

Die folgende Tabelle zeigt die sich ergebende Entwicklung des Strommixes bis 2050. Dieses Szenario wird im nachfolgenden Text auch als Standard-Szenario bezeichnet.

	2030	2050
Gesamtproduktion (TWh)	3'189	3'740
Anteile nach Primärenergie (%)		
Kernkraft	23,0	21,0
Steinkohle	14,0	14,0
Braunkohle	8,1	5,4
Öl	2,6	2,2
Erdgas	31,5	33,5
Andere Gase ¹⁾	0,5	0,4
total fossil	56,6	55,4
Wasserkraft	8,1	6,9
Pumpspeicher	2,0	1,7
Photovoltaik	0,20	1,4
Wind	5,2	6,9
Sonst. Erneuerbare	4,9	6,7

Tabelle 4: Strommix in der UCTE in den Jahren 2030 und 2050 im Standard-Szenario. Quelle: eigene Berechnungen. ¹⁾: Z. B. Hochofengas, Kokereigas.

3.2.2 Zusammenfassung der Entwicklung von 2000 bis 2050

Abbildung 1 zeigt die sich ergebende Entwicklung des Strommixes von 2000 bis 2050 in graphischer Darstellung.

Die Entwicklung kann durch die folgenden wesentlichen Punkte charakterisiert werden:

- deutliche Abnahme der Kernkraft von über einem Drittel auf ein starkes Fünftel,
- Verringerung der Anteile von Braunkohle und Öl,
- relativ stabiler Steinkohle-Anteil,
- anfangs sehr starkes, später gedämpftes Wachstum beim Erdgas,

- rückgängiger Anteil der Wasserkraft aufgrund des weitgehend ausgeschöpften Potentials bei deutlich steigender Gesamtproduktion,
- sehr starkes Wachstum der Neuen Erneuerbaren Energiequellen, deren Anteil jedoch auch im Jahr 2050 erst etwa 15% der Gesamtproduktion ausmacht.

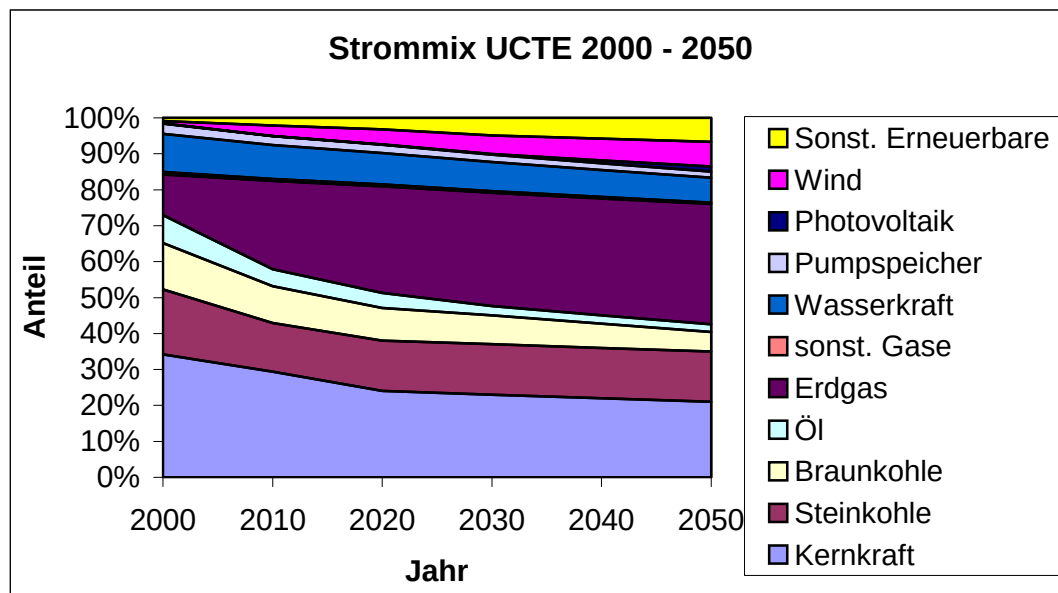


Abbildung 1: Strommix zwischen 2000 und 2050 im Bereich des europäischen Verbundes, wie er sich aus obigen Überlegungen ergibt. Die Werte für 2040 wurden durch lineare Interpolation gewonnen.

Bedingt durch den abnehmenden Anteil der Kernenergie kommt es zwischen 2000 und 2020 zu einem Anwachsen des fossilen Anteils von 50,8% auf 57,4%. Erst nach 2020 kommt es durch das verstärkte Wachstum zu einem leichten Rückgang dieses fossilen Anteils, der aber im Jahr 2050 immer noch 55,4% beträgt.

Obwohl diese Abschätzungen mit grosser Sorgfalt angestellt wurden, können Sie nur als grobe Schätzung verstanden werden. Dennoch sollte die Qualität vor dem Hintergrund der betrachteten Studie ausreichen. **Keinesfalls ist eine Verwendung der Prognose für die Jahre 2030 und 2050 zu anderen Zwecken als der Verwendung in der vorliegenden Studie (z. B. zur Analyse des Potentials von Technologien zur Stromerzeugung) zulässig.**

3.2.3 Szenarien für Sensitivitätsanalysen

Um ein Gefühl für den möglichen Fehler zu bekommen, werden ergänzend ein kohlenstoffintensives Szenario und ein Szenario mit relativ geringen THG-Emissionen aus [Nakićenovic *et al.* 1998] untersucht. Dabei handelt es sich um folgende beide Szenarien:

- **A2:** Hierbei handelt es sich um ein Szenario, dass durch hohen Gesamtenergieverbrauch, relativ langsame Technologieentwicklung sowie begrenzte Ressourcen an Erdöl und Erdgas gekennzeichnet ist. All dies führt zu einem hohen Anteil der Kohle.
- **C1:** Dieses Szenario zeichnet sich durch hohe Energieeffizienz (niedrigen Gesamtenergieverbrauch) und das Bestreben um eine Verringerung des Anteils fossiler Energien bzw. der Treibhausgasemissionen aus. Als Konsequenz ergeben sich relativ hohe Anteile für Gaskraftwerke und erneuerbare Energien.

Bei der Verwendung dieser Szenarien ist zu beachten, dass die dort verwendeten Regionen nicht mit der UCTE identisch sind. Als Näherung wird hier die Summe der Regionen WEU (Westeuropa; OECD-Europa plus Türkei) und EEU (Osteuropa; Europa ohne WEU und ehemalige Sowjetunion) verwendet. Dadurch ist die Vergleichbarkeit mit dem Referenzszenario nur eingeschränkt; dennoch sollte die Aussagekraft der Sensitivitätsanalysen ausreichend sein.

Mit den Daten aus IIASA ergeben sich die folgenden Strommixe:

Szenario A2	2030	2050
Kernkraft	21.6%	17.0%
Kohle	44.6%	45.0%
Öl	0.4%	0.0%
Erdgas	11.2%	15.0%
total fossil	56.2%	60.0%
Wasserkraft	8.1%	6.7%
Neue Erneuerbare	14.1%	16.3%

Tabelle 5: Europäischer Strommix im A2-Szenario in den Jahren 2030 und 2050. Quelle: Eigene Berechnungen nach [IIASA].

Szenario C1	2030	2050
Kernkraft	30.4%	11.4%
Kohle	11.9%	1.4%
Öl	0.7%	0.1%
Erdgas	23.5%	50.0%
total fossil	36.1%	51.4%
Wasserkraft	13.1%	12.5%
Neue Erneuerbare	20.5%	24.8%

Tabelle 6: Europäischer Strommix im C1-Szenario in den Jahren 2030 und 2050. Quelle: Eigene Berechnungen nach [IIASA].

Für die Aufschlüsselung der Energieträger „Kohle“ und „Neue Erneuerbare“ wird folgendes einfache Vorgehen gewählt:

Kohle: Im Szenario A2 stammen sowohl 2030 als auch 2050 10% der gesamten Elektrizitätsproduktion aus Braunkohle, im Szenario C1 wird angenommen, dass bis 2030 alle Braunkohleanlagen stillgelegt sind.

Neue Erneuerbare: Hier wird in beiden Szenarien davon ausgegangen, dass die Verhältnisse der drei explizit unterschiedenen Gruppen (Photovoltaik, Wind und Andere) gleich sind wie im Referenzszenario im selben Jahr.

4. Entwicklung der einzelnen Energieketten

4.1 Kraftwerke

Der Entwicklung der Kraftwerke kommt bei der Betrachtung der einzelnen Energieketten entscheidende Bedeutung zu. Wesentlich ist vor allem der Wirkungsgrad, da dieser über die direkten CO₂-Emissionen und den Verbrauch der Energieträger eine starke Hebelwirkung besitzt.

Bei der Betrachtung der Kraftwerke wird angenommen, dass es sich im wesentlichen um die Weiterentwicklung bestehender Technologien handelt. Neuartige Technologien, deren technisches und wirtschaftliches Potential bzw. deren gesellschaftliche Akzeptanz noch nicht hinreichend abgeschätzt werden können, werden bewusst ausgeklammert. Im wesentlichen betrifft dies zwei Technologien:

- Brennstoffzellen könnten bei entsprechenden Fortschritten in Forschung und Entwicklung eine starke Konkurrenz gegenüber konventionellen Kraftwerken darstellen, die sich u.a. durch hohen Wirkungsgrad auch schon bei kleinen Anlagen auszeichnet. Allerdings können auch in konventionellen gasgefeuerten Grosskraftwerken Wirkungsgrade um 60% erreicht werden, so dass die Nichtberücksichtigung der Brennstoffzellentechnologie *ceteris paribus* nur einen relativ geringen Einfluss auf die Durchschnittsemissionen haben dürfte.

Anders sieht dies aus, wenn man mögliche Szenarien durchspielen will, in denen beispielsweise die massive Einführung kleiner, dezentraler Brennstoffzellen eine Revolution der gesamten Elektrizitätserzeugung auslöst. Ein solches Szenario liegt jedoch ausserhalb der Reichweite der vorliegenden Studie.

- Die Möglichkeit, CO₂ aus dem Abgas zu separieren und beispielsweise in ausgebeuteten Erdgaslagerstätten oder unterseeisch zu deponieren, wird ebenfalls als Möglichkeit diskutiert, um atmosphärische CO₂-Emissionen deutlich zu reduzieren. Sollte sich diese Technologie als sinnvoll (auch im Sinne der gesellschaftlichen Akzeptanz und der Kosten) erweisen, hätte dies

eventuell deutliche Einflüsse auf die durchschnittlichen
Treibhausgasemissionen der europäischen Stromerzeugung.

Darüber hinaus muss festgehalten werden, dass Potentiale der Emissionsminderung durch verstärkte Wärme-Kraft-Kopplung unberücksichtigt bleiben.

4.1.1 Wirkungsgrade

Die beiden zentralen Parameter bei der Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus fossiler Stromerzeugung sind der Brennstoff und der Kraftwerkswirkungsgrad. Die Art des Brennstoffs wird im vorliegenden Fall durch den Strommix festgelegt. Der Bestimmung des durchschnittlichen Wirkungsgrades der verschiedenen fossilen Kraftwerke kommt daher im Zuge der technologischen Charakterisierung eine Schlüsselstellung zu.

Bei der Bestimmung des Wirkungsgrades ist dabei sorgfältig zwischen Neuanlagen und durchschnittlichen Anlagen zu unterscheiden.

Für den Wirkungsgrad von Neuanlagen kommen in dieser Studie in erster Linie Abschätzungen aus anderen Arbeiten des Paul Scherrer Instituts (in erster Linie [Dones *et al.* 1996]) zur Anwendung, die in Tabelle 7 dargestellt sind. Der Durchschnittswirkungsgrad wird dann mit einem eigenen, einfachen Marktdurchdringungsmodell errechnet. Dieses Modell ist näher im Anhang beschrieben.

Wirkungsgrad von Neuanlagen	vor 2000 (Mittel)	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Steinkohle	37%	40%	45%	47,5%	50%
Braunkohle	31,5%	37,5%	42,5%	45%	47,5%
Öl	38%	55%	58%	60%	60%
Gas	39%	55%	58%	60%	60%

Tabelle 7: Angenommene typische Wirkungsgrade neuer fossiler Kraftwerke. Quelle: [Dones *et al.* 1996] und eigene Annahmen.

Bei Kohlekraftwerken erlauben sowohl die Weiterentwicklung konventioneller wie auch die Einführung neuer Technologien (zur Nutzung eines GuD-Prozesses) einen

deutlichen Anstieg des Wirkungsgrades. Bereits heute sind Dampfkraftwerke mit Nettowirkungsgraden von über 42% (Braunkohle) bzw. 47% (Steinkohle) in Betrieb [Pruschek 2001]. Es wird allerdings angenommen, dass diese hohen Effizienzen erst mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung für ganz Europa repräsentativ werden, da sie aufgrund der höheren Materialanforderungen mit deutlichen Mehrkosten verbunden sind.

Bei öl- und gasgefeuerten Kraftwerken kommt der Sprung in der Effizienz in erster Linie durch den Bau von Kombikraftwerken mit Gas- und nachgeschalteter Dampfturbine (GuD-Kraftwerke). Im Gegensatz zu reinen Dampfkraftwerken, die projektbezogen entwickelt werden, handelt es sich bei Kombikraftwerken vor allem im Bereich der Gasturbinen um Aggregate „von der Stange“, so dass auch in Regionen mit geringeren finanziellen Reserven Kraftwerke mit hohem Wirkungsgrad installiert werden. Nicht berücksichtigt wird, dass Kraftwerke zur Erzeugung von Spitzenlast häufig als reine Gasturbinen-Kraftwerke mit deutlich niedrigeren Wirkungsgraden ausgeführt werden. Der Einfluss dieser Vereinfachung auf das Endergebnis ist jedoch begrenzt, da der Anteil dieser Kraftwerke an der Gesamtproduktion typischerweise gering ist.

Mit dem im Anhang beschriebenen Marktdurchdringungsmodell wird jetzt der Durchschnittswirkungsgrad für jede Technologie und jedes Stützjahr bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Modell der Durchschnittswirkungsgrad auch von der Entwicklung der Produktion in den Vorperioden abhängt. Vereinfachend werden hier für alle Szenarien die Wirkungsgrade verwendet, die sich aus unserer eigenen Fortschreibung der Entwicklung über 2020 hinaus ergeben.

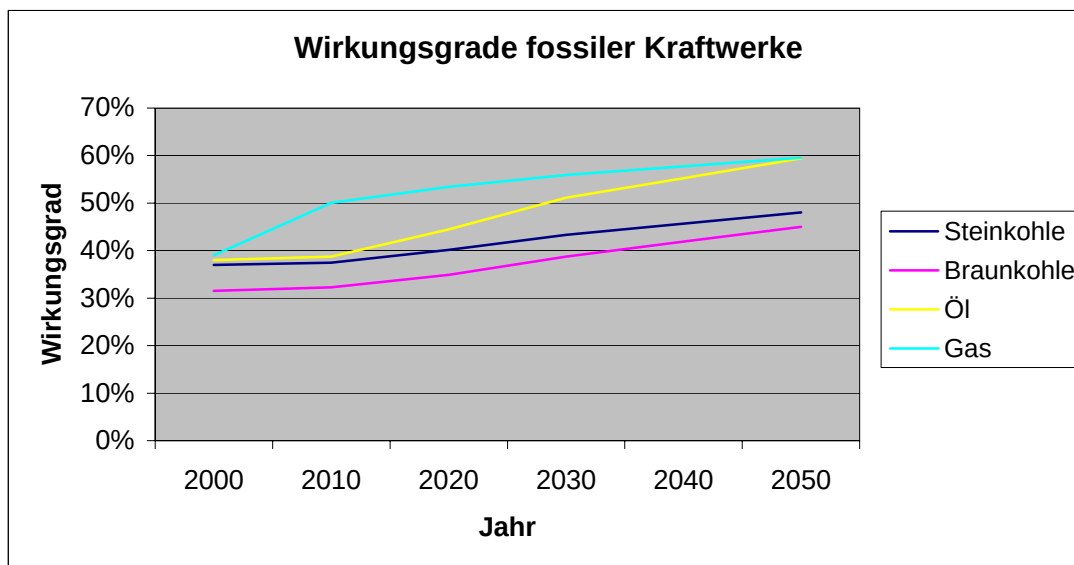


Abbildung 2: Entwicklung des Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke von 2000 bis 2050.

Man erkennt deutlich den Anstieg der Wirkungsgrade. Einen deutlichen Sprung machen Gaskraftwerke zwischen 2000 und 2010. Verantwortlich hierfür sind zwei Faktoren: einerseits sind neue Anlagen deutlich effizienter als die heute bestehenden, und andererseits zieht der steigende Anteil von Gaskraftwerken eine Neubauwelle bei diesen Kraftwerken nach sich.

4.1.2 Direkte Emissionen

Die direkten Emissionen sind bei fossilen Kraftwerken für den weit überwiegenden Teil der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Die Kohlendioxidemissionen ergeben sich dabei direkt aus den Emissionsfaktoren der einzelnen Brennstoffe und den Wirkungsgraden der entsprechenden Kraftwerke. Für die einzelnen Brennstoffe werden dabei die Emissionsfaktoren aus Tabelle 8 in Ansatz gebracht. Die Faktoren für Steinkohle, neue Ölkraftwerke³ und Erdgas stammen aus [Dones *et al.* 1996], die anderen Werte wurden [Frischknecht *et al.* 1996] entnommen bzw. aus dieser Quelle berechnet: der Braunkohle-Emissionsfaktor entspricht dem UCTE-Mix, für Öl in bestehenden Kraftwerken wurde der Standardwert für schweres Heizöl verwendet,

³ Moderne ölgefeuerte GuD-Kraftwerke benötigen ein leichteres Öl, das einen entsprechend niedrigeren Kohlenstoffgehalt aufweist.

Treibhausgasemissionen der zukünftigen europäischen Stromerzeugung

und für die anderen Gase kommt eine Mischung von 75% Hochofengas und 25% Koksgas zum Ansatz.

Methan- und Lachgasemissionen aus biomassegefeuerten Anlagen werden hier vernachlässigt. Diese Anteile sind jedoch in den Emissionen über den gesamten Lebenszyklus (d. h. bei den „grauen“ Emissionen) enthalten.

	Steinkohle	Braunkohle	Öl (Bj. vor 2000)	Öl (Bj. ab 2000)	Erdgas	Andere Gase
kg/TJ _{th}	92'000	112'200	77'900	74'000	55'000	206'000

Tabelle 8: Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe.

Für die anderen beiden wesentlichen Treibhausgase, Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O), wurden für den heute bestehenden Kraftwerkspark die Durchschnittsfaktoren aus [Frischknecht *et al.* 1996] verwendet. Für nach dem Jahr 2000 gebaute Kraftwerke kommen generell die in [Dones *et al.* 1996] für zukünftige Anlagen dokumentierten Abschätzungen zum Ansatz. Im einzelnen werden folgende Annahmen gemacht:

- **Steinkohle:** 50% der Neubau-Anlagen sind PC (pulverisierte Kohle) und 50% PFBC (Druckwirbelschichtfeuerung).
- **Braunkohle:** Es werden auch für Neuanlagen die Werte des bestehenden Kraftwerksparks eingesetzt, da hier keine deutliche Weiterentwicklung erwartet wird.
- **Erdgas:** Für die Bauperiode zwischen 2000 und 2010 wird das Kraftwerk angenommen, dass in [Dones *et al.* 1996] als „State-of-the-art in 2005“ beschrieben ist. Für spätere Bauperioden werden die Werte des Kraftwerks „State-of-the-art in 2010“ verwendet.
- **Andere Gase:** Hier werden die Werte für die Erdgas-Kraftwerke eingesetzt.

Sämtliche Eingabedaten sind im Anhang tabellarisch dokumentiert.

4.2 Vorgelagerte Emissionen

Zu den vorgelagerten Emissionen zählen vor allem Emissionen aus der Bereitstellung der Brennstoffe und der Herstellung der Kraftwerke. Ihre Analyse beschränkt sich hier auf die gesamten Treibhausgasemissionen.

4.2.1 Fossile Kraftwerke

Bei fossilen Kraftwerken beträgt der Anteil der vorgelagerten Emissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen etwa 15% bis 20%; bei Braunkohlekraftwerken sinkt dieser Anteil aufgrund des einfachen Abbaus und der geringen Transportdistanzen sogar auf typischerweise wenige Prozent. Aufgrund dieser begrenzten Bedeutung für das Endergebnis kann die Analyse der vorgelagerten Emissionen weniger detailliert erfolgen als die der Kraftwerkswirkungsgrade. Es wird daher folgendes Vorgehen gewählt:

Kohle, Erdgas: Für das Jahr 2000 werden die Zahlen aus [Frischknecht *et al.* 1996] für die einzelnen Treibstoffketten übernommen und nur an die Treibhauspotentiale gemäss [IPCC 2001] angepasst. Der Einfluss des Kraftwerksbaus kann bei fossilen Kraftwerken im allgemeinen vernachlässigt werden.

Für spätere Perioden ist der Ausgangspunkt eine vorhandene Studie des PSI [Dones *et al.* 1996], in der die zu erwartenden Entwicklungen in den einzelnen Energieketten (inklusive der Aufschlüsselung der Energieträger nach Herkunftsländern) für Europa für das Jahr 2020 beschrieben und analysiert worden sind. Diese Werte werden mit den Treibhausgaspotentialen gemäss [IPCC 2001] neu berechnet und anschliessend auf die thermische Leistung der jeweiligen Kraftwerkstypen in [Dones *et al.* 1996] normiert.

Die sich für 2020 ergebenden Werte werden auch für spätere Jahre verwendet, da die zu erwartende geringe Verbesserung der Qualität der Endergebnisse den Aufwand für die Abschätzung der weiteren Entwicklung nicht rechtfertigt. Für das Jahr 2000 werden die Werte aus [Frischknecht *et al.* 1996] übernommen, für das Jahr 2010 das arithmetische Mittel zwischen 2000 und 2020.

Öl: Analog zu Kohle und Erdgas dienen die Ergebnisse aus [Frischknecht *et al.* 1996] und [Dones *et al.* 1996] als Referenz. Da es jedoch in diesem Fall *de facto* zu einer

Substitution verschiedener Brennstoffqualitäten kommt (neue GuD-Kraftwerke erfordern ein leichteres und schwefelarmes Öl), wird hier für heute bestehende Kraftwerke der Wert gemäss [Frischknecht *et al.* 1996] eingesetzt, für neue Kraftwerke hingegen der Wert gemäss [Dones *et al.* 1996].

Sonstige Gase: Die sonstigen Gase entstehen als Abfallprodukte industrieller Prozesse. Ihre Bereitstellung wird daher als frei von Emissionen betrachtet.

4.2.2 Nicht-fossile Kraftwerke

Bei nicht-fossilen Kraftwerken stammt typischerweise ein Grossteil der Lebenszyklus-Emissionen aus den vorgelagerten Emissionen. Bei der Abschätzung der Emissionen wirken sich mehrere Punkte erschwerend aus und führen zu relativ grossen Bandbreiten:

- Die meisten der hier betrachteten Kraftwerkstypen umfassen unterschiedliche Kategorien, die sich z. T. deutlich in ihren Lebenszyklus-Emissionen unterscheiden können (z. B. verschiedene Technologien der photovoltaischen Stromerzeugung).
- Viele nicht-fossile Kraftwerke befinden sich noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium (z. B. geothermische Kraftwerke), so dass die Abschätzung des erreichbaren Potentials grosse Unsicherheiten aufwirft.
- Ein wesentliches Merkmal der meisten erneuerbaren Energiequellen ist die starke Abhängigkeit des Ertrags und z. T. der Bauaufwendungen vom Standort des Kraftwerks.

Auf der anderen Seite muss man feststellen, dass die Unsicherheiten (in absoluten Zahlen) bei den Kraftwerkstypen, die einen grossen Anteil an der UCTE-Stromerzeugung haben (Kernkraft, Wasserkraft), sehr klein sind gegenüber den zu erwartenden Durchschnittsemissionen der gesamten Stromerzeugung. Bei den Neuen Erneuerbaren gibt es grössere Bandbreiten. Ob diese jedoch einen deutlichen Einfluss auf die durchschnittlichen Emissionen haben, soll anhand einer Sensitivitätsrechnung untersucht werden.

Bei der Abschätzung der Lebenszyklus-Emissionen nicht-fossiler Kraftwerke wurde wie folgt vorgegangen:

- **Kernkraftwerke:** Für heutige Kraftwerke wird der Wert aus [Frischknecht *et al.* 1996] für durchschnittliche Kernkraftwerke in der UCTE verwendet. Ab 2020 wird für alle Kraftwerke das Ergebnis für zukünftige Kraftwerke aus [Dones *et al.* 1996] verwendet. Für 2010 wird das arithmetische Mittel aus beiden Werten angesetzt. Da die absolute Differenz der beiden Werte sehr klein im Vergleich zum erwarteten Wert für die Emissionen des gesamten Mixes sind, ist diese Vereinfachung gerechtfertigt.
- **Wasserkraft:** Die Resultate aus [Frischknecht *et al.* 1996] für durchschnittliche Kraftwerke im UCTE-Raum werden übernommen.
- **Photovoltaik:** In [Dones *et al.* 1996] ergeben sich für zukünftige (2030) Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz Emissionen von 28 bis 44 g CO₂-eq. / kWh_{el}. Hier wird ein Wert von 35 g CO₂-eq. / kWh_{el} eingesetzt, mit 25 g CO₂-eq. / kWh_{el} bzw. 40 g CO₂-eq. / kWh_{el} in den Sensitivitätsanalysen. In Anbetracht dessen, dass photovoltaische Kraftwerke verstärkt in den sonnen- und damit ertragreichen südeuropäischen Ländern zu erwarten sind, erscheinen diese Werte vergleichsweise konservativ. Für heutige Anlagen werden angesichts der extrem niedrigen Anteile an der gesamten Stromerzeugung die gleichen Werte wie für zukünftige Anlagen eingesetzt.
- **Wind:** Die in [Frischknecht *et al.* 1996] für schweizerische Windkraftwerke berechneten Werte sind sicherlich nicht repräsentativ für den europäischen Mix. Aufgrund des deutlich höheren Ertrags werden hier Emissionen von 15 g CO₂-eq. / kWh_{el} (Spannweite: 10 g CO₂-eq. / kWh_{el} bis 20 g CO₂-eq. / kWh_{el}) in Ansatz gebracht.
- **Geothermische Kraftwerke:** Derartige Kraftwerke erfordern einen relativ grossen Materialaufwand für die Bohrungen, die darüber hinaus nach wenigen Jahren erneuert werden müssen. Ausserdem ist das Temperaturniveau von typischerweis 180° C bis 200° C (und damit der erreichbare Wirkungsgrad der Stromerzeugung) sehr gering. Ausgehend von bisherigen groben Abschätzungen (z.B. [Salerno 2000]) wird hier eine konservative Schätzung

von 50 g CO₂-eq. / kWh_{el} (Spannweite: 20 g CO₂-eq. / kWh_{el} bis sehr konservative 100 g CO₂-eq. / kWh_{el}) verwendet.

- **Biomasse:** Auch hier gibt es ein weites Spektrum. Ausgehend von den Arbeiten in [Frischknecht *et al.* 1996] kann ein Wert von 25 g CO₂-eq. / kWh_{el} abgeschätzt werden. Als untere Grenze wird in der Sensitivitätsanalyse ein Wert von 10 g CO₂-eq. / kWh_{el} angesetzt, als obere Grenze 80 g CO₂-eq. / kWh_{el}; letzterer Wert berücksichtigt dabei die möglichen höheren Emissionen durch eventuellen verstärkten Einsatz von Kunstdünger für Teile der Biomassegewinnung. Er ist nur als grober Anhaltswert zu verstehen. Der Einfluss dieser Annahme auf das Endergebnis ist zu überprüfen. Keinesfalls ist eine Verwendung dieses Wertes ausserhalb dieser Studie zulässig.

Aufgrund des signifikanten Anteils fossiler Stromerzeugung in allen betrachteten möglichen Erzeugungsmixen ist der Einfluss der Kraftwerksherstellung auf die Durchschnittsemissionen insgesamt nur von untergeordneter Bedeutung. Eine weitergehende Untersuchung im Rahmen der vorliegenden Studie wird als nicht sinnvoll betrachtet.

5. Resultate für die Treibhausgasemissionen

5.1 Direkte Emissionen

Die direkten Emissionen zeigen eine deutliche und stetige Abnahme, wie Abbildung 3 am Beispiel der gesamten Treibhausgas-Emissionen auf der Ebene Kraftwerke, d. h. ohne Berücksichtigung von Verlusten bei Transport und Verteilung, zeigt. Die Emissionen gehen von 457 g CO₂-eq. / kWh auf 291 g CO₂-eq. / kWh zurück. Diese Reduktion der spezifischen direkten Emissionen zwischen 2000 und 2050 um 37,0% ist dabei in erster Linie eine Folge eines deutlich gesteigerten Kraftwerkswirkungsgrades sowie der deutlichen Brennstoffsubstitution hin zum weniger kohlenstoff-intensiven Erdgas. Darüber hinaus muss das deutliche Anwachsen der Produktion aus Neuen Erneuerbaren Energiequellen erwähnt werden. Dadurch kann der Anteil der fossilen Stromerzeugung trotz signifikanten Rückgangs

bei den konventionellen kohlendioxid-freien Energiequellen, Kern- und Wasserkraft, bei etwa 55% stabilisiert werden.

Die gesamten direkten Kohlendioxid-Emissionen sind nur geringfügig kleiner, daher ist eine gesonderte Diskussion nicht notwendig. Die gesamten Ergebnisse finden sich im Anhang in tabellarischer Form.

Es zeigt sich auch deutlich, welchen Einfluss die Wahl des Szenarios auf die zukünftigen Emissionen hat: für das Jahr 2050 sind im kohlenstoff-intensiven Szenario A2 die spezifischen Emissionen um 44,6% grösser (420 g CO₂-eq. / kWh) und im Nachhaltigkeits-Szenario C1 um 39,3% kleiner (177 g CO₂-eq. / kWh) als die des Referenz-Szenarios.

Auffällig ist, dass die Veränderungen in den Szenarien der IIASA zwischen 2030 und 2050 relativ gering ausfallen. Im Szenario A2 ist der Grund, dass die Zusammensetzung des Strommixes nach Primärenergieträgern relativ stabil ist. Die leichte Zunahme fossiler Erzeugung wird durch Wirkungsgradsteigerungen überkompensiert. Vollkommen anders liegen die Verhältnisse im Szenario C1. Hier kommt es zu einer deutlichen Umstrukturierung der Energieerzeugung (vgl. Tabelle 6): die deutliche Abnahme der Produktion aus Kernkraft und Kohle wird durch einen massiven Ausbau der Erzeugung aus Erdgas aufgefangen. Dadurch steigt der Anteil der fossilen Kraftwerke deutlich, allerdings überwiegt dann das vergleichsweise kohlendioxidarme Erdgas. Zusammen mit der Steigerung des Wirkungsgrades ergibt sich in der Summe dieser Effekte *de facto* eine Stagnation der spezifischen Treibhausgasemissionen.

Bei der Verwendung dieser Werte für konkrete Fragestellungen ist noch zu berücksichtigen, dass es zwischen Kraftwerk und Endverbraucher noch zu Verteilungsverlusten kommt. Gemäss [Frischknecht *et al.* 1996] kann dabei in Europa für Bezüger am Hochspannungsnetz mit durchschnittlich 0,75% und für Bezüger am Mittelspannungsnetz mit durchschnittlich 1,95% Verlusten, bezogen jeweils auf den Output, gerechnet werden. Nach der gleichen Quelle müssen für Endverbraucher am Niederspannungsnetz die Werte der Emissionen auf Ebene Kraftwerk um 13,95% erhöht werden. Man muss jedoch betonen, dass dieser Wert aus groben Abschätzungen für die Situation in der Schweiz gewonnen wurde und daher nur als

grober Anhaltspunkt dienen kann. Alle Werte für Verluste werden hier mangels Daten als zeitlich konstant angesehen.

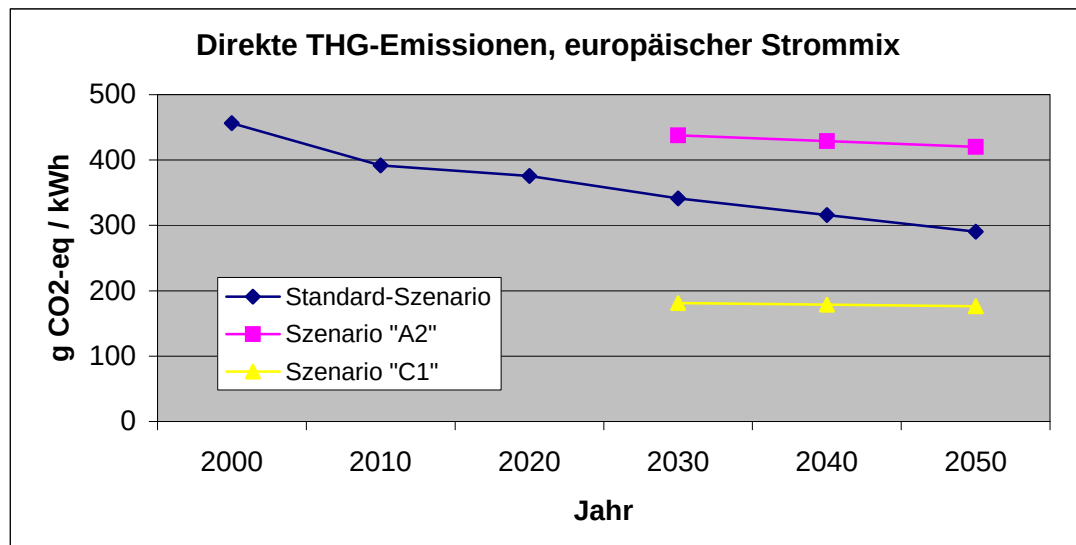


Abbildung 3: Direkte Treibhausgas-Emissionen der betrachteten Strommixe auf der Ebene Stromerzeugung, d. h. ohne Berücksichtigung von Verteilungsverlusten bis zum Endverbraucher. Berechnung der Kohlendioxid-Äquivalente mit Global Warming Potentials für einen Zeithorizont von 100 Jahren gemäss [IPCC 2001]. Werte für 2040 sind lineare Interpolationen.

5.2 Emissionen über den gesamten Lebenszyklus

Abbildung 4 zeigt den Einfluss der Berücksichtigung verschiedener Gase und Elemente des Lebenszyklus am Beispiel des Standardszenarios. Dargestellt sind

- direkte Kohlendioxid-Emissionen, d. h. Emissionen der Kraftwerke, ohne Berücksichtigung von Verlusten im Stromnetz,
- gesamte direkte Treibhausgasemissionen auf Ebene Kraftwerk, d. h. ohne Berücksichtigung von Verlusten im Stromnetz,
- gesamte Treibhausgasemissionen auf Ebene Kraftwerk, aber inklusive der gesamten Treibstoffkette (auch „graue Emissionen“ genannt),
- gesamte Treibhausgasemissionen für Strom bei Bezug ab Mittelspannungsnetz, d. h. unter Berücksichtigung von Verlusten, Emissionen (Lachgasbildung an Hochspannungsleitungen) und Bauaufwand des Stromnetzes.

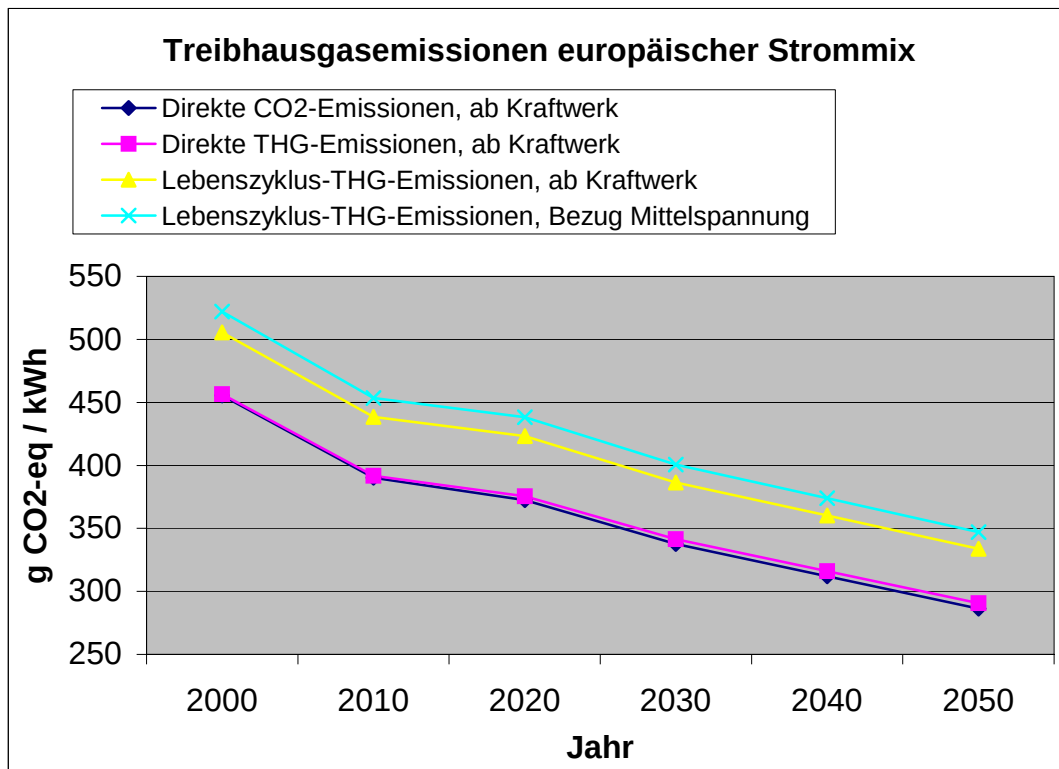


Abbildung 4: Treibhausgasemissionen des europäischen Strommixes (Standardszenario).

Bei den Treibhausgasemissionen zeigt sich eine Dominanz der direkten Emissionen – und hier wiederum der direkten Kohlendioxid-Emissionen – an den Gesamtemissionen. Allerdings fällt auf, dass die absolute Höhe der vorgelagerten Emissionen relativ wenig abnimmt (von 49 g CO₂-eq. / kWh im Jahr 2000 auf 43 g CO₂-eq. / kWh im Jahr 2050), der Anteil also zunimmt. Grund dafür ist vor allem der wachsende Anteil des Erdgases, dass trotz steigenden Kraftwerkswirkungsgrades überdurchschnittliche vorgelagerte Emissionen aus der Brennstoffbereitstellung aufweist. Die gesamten Emissionen der Neuen Erneuerbaren Energien liegen dagegen meist unterhalb des Durchschnitts der vorgelagerten Emissionen. Ausnahmen davon sind heutige Photovoltaik-Systeme (114 g CO₂-eq. / kWh) sowie die Geothermie (50 g CO₂-eq. / kWh); allerdings ist zu beachten, dass letzterer Wert nur eine grobe Schätzung darstellt.

Aufgrund der Dominanz der direkten Emissionen ist es nicht verwunderlich, dass die Emissionen über den gesamten Lebenszyklus qualitativ das gleiche Bild zeigen wie die direkten Emissionen, vgl. Abbildung 5. Allerdings zeigt sich der Einfluss der vorgelagerten Emissionen aus Treibstoffbereitstellung und Stromverteilung, die eine

vergleichsweise geringe Abhängigkeit von Zeit und Szenario zeigen, darin, dass die (relativen) Unterschiede zwischen den einzelnen Werten geringfügig niedriger ausfallen (in Klammern die entsprechenden Werte für die direkten Emissionen): Die Emissionen innerhalb des Standardszenarios nehmen um 33,5% (37,0%) von 522 g CO₂-eq. / kWh auf 347 g CO₂-eq. / kWh ab; für das Jahr 2050 liegen die Emissionen des Szenarios A2 um 40,1% (44,6%) über und die des Szenarios C1 um 34,4% (39,3%) unter denen des Standardszenarios. In absoluten Werten werden 486 g CO₂-eq. / kWh (Szenario A2) bzw. 228 g CO₂-eq. / kWh (Szenario C1) erreicht.

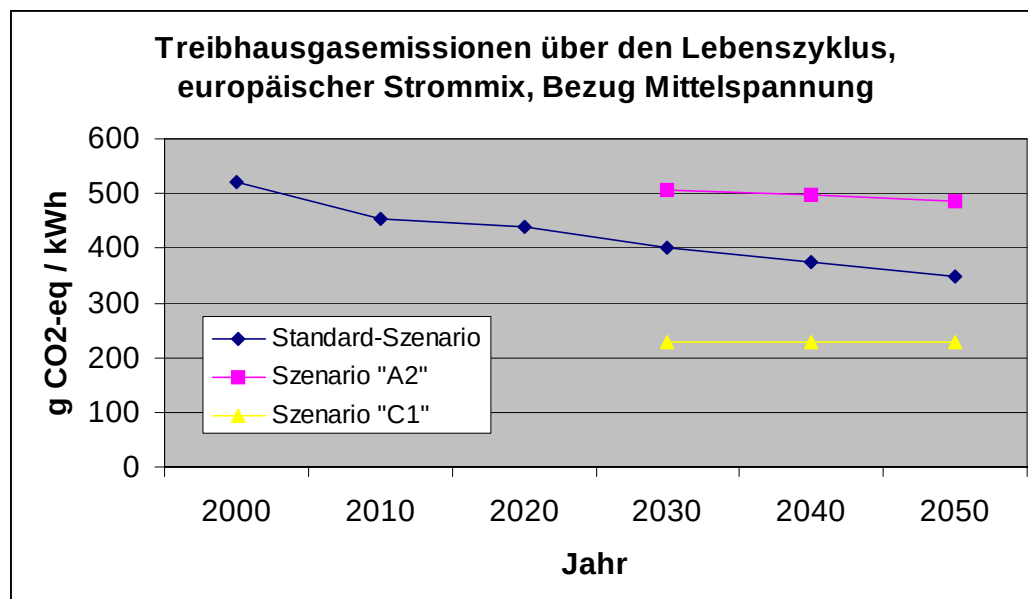


Abbildung 5: Treibhausgas-Emissionen der betrachteten Strommixe über den gesamten Lebenszyklus inklusive Stromverluste und vorgelagerte Emissionen bei der Verteilung an Bezüger am Mittelspannungsnetz. Berechnung der Kohlendioxid-Äquivalente mit Global Warming Potentials für einen Zeithorizont von 100 Jahren gemäss [IPCC 2001]. Werte für 2040 sind lineare Interpolationen.

5.3 Sensitivitätsanalyse – Neue Erneuerbare

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 Nicht-fossile Kraftwerke beschrieben, unterliegen die vorgelagerten Emissionen der Neuen Erneuerbaren Energien grossen relativen Unsicherheiten. Aus diesem Grund soll anhand einer Sensitivitätsanalyse überprüft werden, inwieweit diese Unsicherheiten einen Einfluss auf das Endergebnis haben.

g CO ₂ -eq. / kWh _{el}	Standardwert	Sensitivität "Hoch"	Sensitivität "Tief"
Photovoltaik	35	40	25
Wind	15	20	10
Geothermie	50	100	20
Biomasse	25	80	10

Tabelle 9: Werte der Lebenszyklus-Emissionen Neuer Erneuerbarer Energiequellen in den Sensitivitätsanalysen.

Dazu werden die im Abschnitt 4.2.2 Nicht-fossile Kraftwerke hergeleiteten Ansätze für die vier explizit dargestellten Neuen Erneuerbaren Energiequellen verwendet. Sie sind noch einmal in Tabelle 9 dargestellt.

	Standardszenario				
g CO ₂ -eq / kWh _{el}	2000	2010	2020	2030	2050
Standardwerte	506	436	414	371	318
Sensitivität "Hoch"	506	437	416	374	322
Sensitivität "Tief"	505	435	413	370	316
Differenz "Hoch" - "Tief"	0.1%	0.4%	0.7%	1.2%	1.9%

Tabelle 10: Sensitivitätsanalyse für hohe bzw. tiefe Lebenszyklus-Emissionen Neuer Erneuerbarer Energiequellen. Standardszenario. Quelle: eigene Berechnungen.

	Szenario A2		Szenario C1	
g CO ₂ -eq / kWh _{el}	2030	2050	2030	2050
Standardwerte	471	441	218	217
Sensitivität "Hoch"	475	446	223	223
Sensitivität "Tief"	469	439	215	213
Differenz "Hoch" - "Tief"	1.3%	1.5%	3.9%	4.6%

Tabelle 11: Sensitivitätsanalyse für hohe bzw. tiefe Lebenszyklus-Emissionen Neuer Erneuerbarer Energiequellen. Szenarien A2 und C1. Quelle: eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse für die totalen Treibhausgasemissionen sind in Tabelle 10 (Standardszenario) und Tabelle 11 (Szenarien A2 und C1) dargestellt. Die jeweils letzte Zeile enthält die Differenz zwischen den Ergebnissen für hohe und niedrige Emissionen, normiert auf die Ergebnisse mit den Standardwerten. Man erkennt, dass

der Einfluss der Annahmen auf das Endergebnis nachrangig ist; in den meisten Fällen bleibt er unter 2%. Lediglich im Szenario C1 ist er grösser. Die Gründe dafür sind ein relativ hoher Anteil dieser Technologien am Mix sowie vergleichsweise niedrige Emissionen aus dem Rest des Mixes. Allerdings bleibt auch in diesem Fall der (konservativ abgeschätzte) Fehler unter 5%. Dies belegt die These, dass die einfachen Abschätzungen der Emissionen der Neuen Erneuerbaren im Rahmen dieser Studie ausreichend sind und keine genaueren Untersuchungen erforderlich sind. Für die Verwendung in anderen Untersuchungen können jedoch genauere Daten erforderlich sein.

Anhang

Anhang 1: Das Modell zur Bestimmung der Wirkungsgrade

Neben dem Strommix ist der Wirkungsgrad der fossilen Kraftwerke die zentrale Grösse zur Berechnung der durchschnittlichen Treibhausgasemissionen der europäischen Stromerzeugung.

Zur Bestimmung des durchschnittlichen Wirkungsgrade für einzelne Kraftwerke und Stützjahre wurde für die vorliegende Studie ein einfaches Modell entwickelt. Dieses Modell, das hier beschrieben wird, benötigt als einzige Inputparameter den Verlauf der Produktion über die Zeit (d. h. von 2000 bis 2050) sowie einige allgemeine Annahmen. Die wesentlichen Annahmen sind dabei, dass die Kapazität für einen gewissen Kraftwerkstyp (also Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Ölkraftwerke und Gaskraftwerke) proportional zur Produktion ist und dass alle Kraftwerke eine Lebensdauer von 40 Jahren haben.

Bestimmung der Altersschichtung

In einem ersten Schritt wird die Altersschichtung der bestehenden Kraftwerke im Jahre 2000 bestimmt, und zwar mit einer Auflösung von einem Jahrzehnt. Dabei werden vereinfachend folgende Annahmen getroffen:

1. Die durchschnittliche Auslastung aller Kraftwerke, die mit dem gleichen Brennstoff betrieben werden, ist gleich, d. h. alte Kraftwerke liefern pro installierter Leistung die gleiche Elektrizität wie neue,
2. das Wachstum der Elektrizitätserzeugung (und der Kapazität) betrug in der Vergangenheit konstant 2%/a,
3. die Lebensdauer aller fossilen Kraftwerke beträgt 40 Jahre.

Mit diesen Annahmen ergibt sich, dass der Anteil der Kraftwerke, die beispielsweise zwischen 1991 und 2000 gebaut wurden um einen Faktor $1,02^{10} = 1,22$ grösser ist als der Anteil der zwischen 1981 und 1990 gebauten Kraftwerke. Da andererseits die

ältesten Kraftwerke zwischen 1961 und 1970 erstellt wurden und die Summe aller Anteile genau 1 sein muss, ergibt sich unabhängig vom Brennstoff die in Tabelle A.1 dargestellte Altersschichtung.

Baujahr	1961 – 1980	1971 – 1980	1981 – 1990	1991 – 2000
Anteil	18,1%	22,1%	26,9%	32,8%

Tabelle A.1: Altersschichtung fossiler Kraftwerke im Jahr 2000. Quelle: eigene Berechnungen.

Mit dieser Altersschichtung können bei Annahme einer Lebensdauer von 40 Jahren in den verschiedenen Jahren die folgenden Elektrizitätsmengen in den heute bereits bestehenden Kraftwerken erzeugt werden:

TWh	2000	2010	2020	2030	2050
Stk	331.1	271.1	197.9	108.7	0.0
Brk	271.2	222.0	162.1	89.1	0.0
Öl	91.5	74.9	54.7	30.0	0.0
NG	221.9	181.7	132.6	72.9	0.0

Tabelle A.2: Energieproduktion in Kraftwerken mit Baujahr bis 2000. Quelle: eigene Berechnungen.

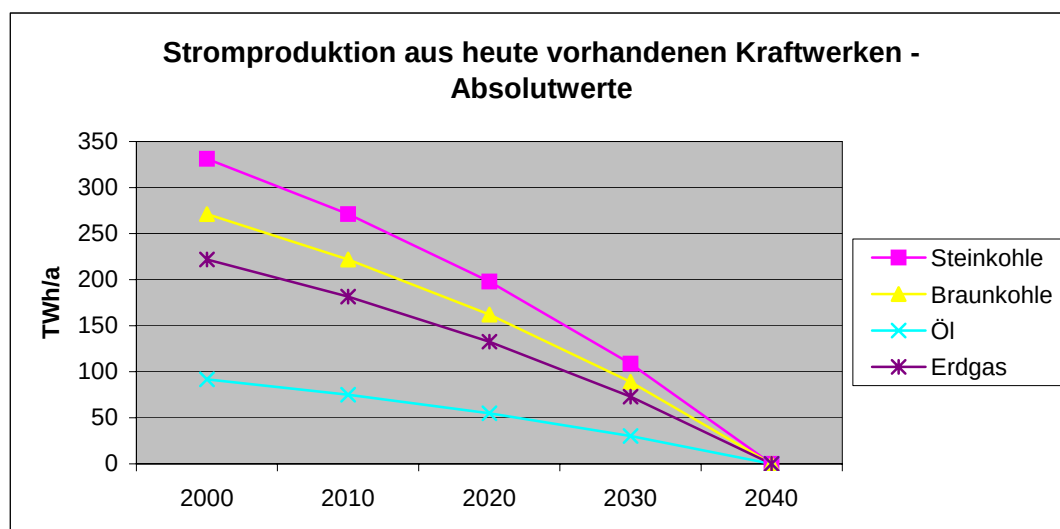


Abbildung A.1: Stromproduktion aus heute vorhandenen Kraftwerken in Absolutwerten.

Abbildung A.1 zeigt die sich ergebenden Kurven graphisch. Man erkennt eine relativ „glatte“ Entwicklung, die für alle Brennstoffe gleich verläuft. Trägt man jedoch die

Stromproduktion aus den „alten“ Kraftwerken gegen die Gesamtproduktion aus Kraftwerken mit diesem Brennstoff auf (Abbildung A.2 als Beispiel mit dem Standard-Szenario), so zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Technologien. Insbesondere bei den Gaskraftwerken macht sich der deutliche Zuwachs zwischen 2000 und 2010 bemerkbar.

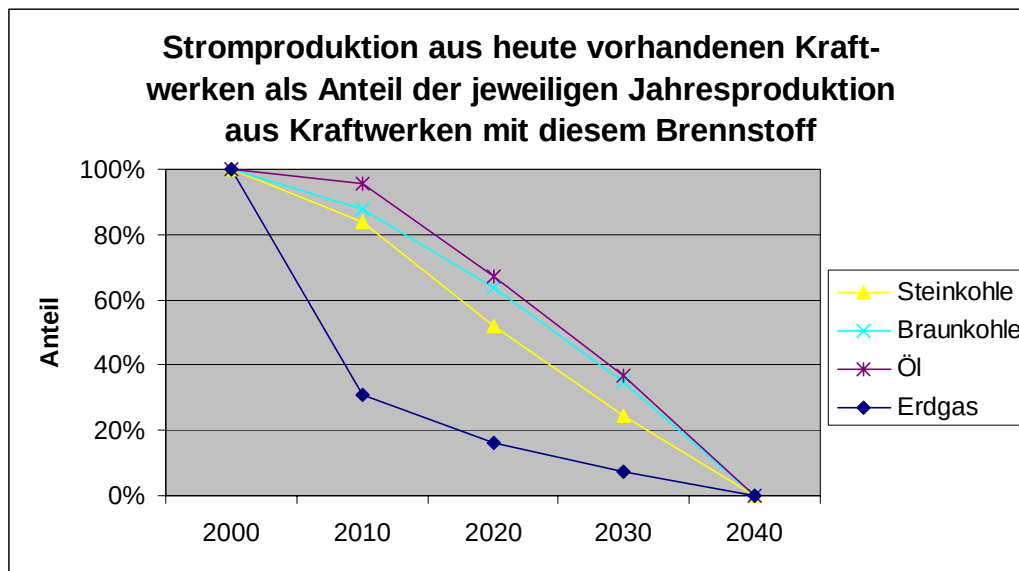


Abbildung A.2: Stromproduktion aus heute vorhandenen Kraftwerken im Verhältnis zur jeweiligen Gesamtproduktion aus Kraftwerken, die mit dem jeweiligen Brennstoff befeuert werden.

Die Altersschichtung in späteren Stützjahren ergibt sich dann fast automatisch. Der Zubau an neuen Kraftwerken ergibt sich aus der Bedingung, dass die Gesamtproduktion eine festgelegte Grösse erreichen muss:

$$Z_{2010} = P_{2010} - R_{2010}$$

$$Z_{2020} = P_{2020} - R_{2020} - Z_{2010}$$

$$Z_{2030} = P_{2030} - R_{2030} - Z_{2010} - Z_{2020}$$

$$Z_{2050} = P_{2050} - Z_{2020} - Z_{2030}$$

mit Z_x = Kraftwerkszubau zwischen $x-10$ und x

P_x = Gesamtproduktion (in diesem Kraftwerkstyp) im Jahr x

R_x = Produktion der vor 2000 gebauten Kraftwerke im Jahr x

Zu beachten ist dabei, dass vor 2010 gebaute Kraftwerke im Jahr 2050 nicht mehr produzieren.

Berechnung des Wirkungsgrades

Der durchschnittliche Wirkungsgrad lässt sich jetzt einfach berechnen, indem man jedem Kraftwerk einen für diesen Brennstoff und diese Bauperiode typischen Wirkungsgrad zuordnet. Diese typischen Wirkungsgrade sind in Tabelle A.3 gegeben. Für die Baujahre vor 2000 wird ein allgemeiner Durchschnittswert definiert, der dem durchschnittlichen UCTE-Park Ende der 90er Jahre entspricht. Eine detaillierte Darstellung der Bauperioden vor 2000 wäre wünschenswert, liesse sich aber im Rahmen dieser Studie nur mit unverhältnismässig hohem Aufwand realisieren. Der Einfluss dieser Vereinfachung auf das Endergebnis dürfte jedoch noch relativ gering sein.

Wirkungsgrad von Neuanlagen	vor 2000 (Mittel)	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2050
Steinkohle	37%	40%	45%	47,5%	50%
Braunkohle	31,5%	37.5%	42.5%	45%	47.5%
Öl	38%	55%	58%	60%	60%
Gas	39%	55%	58%	60%	60%

Tabelle A.3: Angenommene typische Wirkungsgrade neuer fossiler Kraftwerke. Quelle: [Dones et al. 1996] und eigene Annahmen.

Da der notwendige Zubau bei den einzelnen Kraftwerkstypen (und damit das Verhältnis von neuen zu alten Kraftwerken) von der Entwicklung des Strommixes abhängt, sind die Ergebnisse szenario-sensitiv. Der Einfachheit halber wurden hier nur die Werte für das Referenzszenario berechnet und auch für die beiden Sensitivitätsszenarien verwendet.⁴

⁴ Eine exakte Rechnung hätte für die Sensitivitätsszenarien u. a. vorausgesetzt, dass der heutige Wirkungsgrad in ganz Europa – und nicht nur in der UCTE – bekannt ist. Der Aufwand zur Bestimmung dieser Daten hätte aber in keinem Verhältnis zum Ertrag gestanden.

	2000	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	37,0%	37,5%	40,2%	43,3%	48,0%
Braunkohle	31,5%	32,2%	34,9%	38,8%	45,0%
Öl	38,0%	38,7%	44,5%	51,1%	59,4%
Gas	39,0%	50,0%	53,4%	55,9%	59,6%

Tabelle A.4: Durchschnittliche Kraftwerkswirkungsgrade. Quelle: eigene Berechnungen.

Anhang 2: Emissionsfaktoren Kraftwerke

Die folgende Tabelle enthält die verwendeten Emissionsfaktoren der Kraftwerke.

kg / TJ _{in}	2000	2010	2020	2030	2050
Steinkohle					
CO ₂	92'000	92'000	92'000	92'000	92'000
CH ₄	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
N ₂ O	0,50	2,48	6,38	9,75	12,75
Braunkohle					
CO ₂	112'200	112'200	112'200	112'200	112'200
CH ₄	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
N ₂ O	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Öl					
CO ₂	77'900	77'900	77'900	77'900	77'900
CH ₄	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
N ₂ O	1,80	1,75	1,41	1,05	0,61
Erdgas					
CO ₂	55'000	55'000	55'000	55'000	55'000
CH ₄	1,00	4,45	4,16	4,05	3,00
N ₂ O	0,50	0,22	0,17	0,13	0,10
Andere Gase					
CO ₂	206'000	206'000	206'000	206'000	206'000
CH ₄	1,00	4,45	4,16	4,05	3,00
N ₂ O	0,50	0,22	0,17	0,13	0,10

Tabelle A.4: Emissionsfaktoren der einzelnen Kraftwerke, bezogen auf den Input. Quelle: [Frischknecht *et al.* 1996], [Dones *et al.* 1996], eigene Berechnungen.

Anhang 3: Faktoren für vorgelagerte Emissionen

Tabelle A.5 und Tabelle A.6 zeigen die Faktoren für vorgelagerte Emissionen, die sich aus den Überlegungen in 4.2 Vorgelagerte Emissionen ergeben. Tabelle A.5 enthält nur fossile Brennstoffe; die Werte beziehen sich auf den Energieinhalt der Brennstoffe. Die Werte in Tabelle A.6 beziehen sich dagegen auf die Elektrizitätsproduktion. Sie ergeben sich (für fossile Kraftwerke) durch Division der Werte in Tabelle A.5 durch den entsprechenden Kraftwerkswirkungsgrad.

In Tabelle A.7 sind schliesslich noch einmal die Werte dargestellt, die für die Sensitivitätsanalyse bzgl. der Emissionsfaktoren Neuer Erneuerbarer Energien eingesetzt wurden.

kg CO ₂ -eq / TJ _{th}	2000	2010	2020	2030	2050
Steinkohle	10'268	11'384	12'500	12'500	12'500
Braunkohle	2'188	2'188	2'188	2'188	2'188
Öl	15'282	15'382	16'070	16'790	17'667
Erdgas	9'394	9'780	10'167	10'167	10'167
Sonstige Gase	0	0	0	0	0

Tabelle A.5: Vorgelagerte Emissionen durch die Bereitstellung fossiler Brennstoffe. Quelle: [Frischknecht et al. 1996], [Dones et al. 1996], eigene Berechnungen.

kg CO ₂ -eq / TJ _{el}	2000	2010	2020	2030	2050
Kernkraft	4'507	3'209	1'910	1'910	1'910
Steinkohle	27'753	30'370	31'132	28'865	26'033
Braunkohle	6'944	6'904	6'800	6'652	6'402
Öl	40'216	39'733	36'122	32'839	29'738
Erdgas	24'087	19'551	19'031	18'171	17'071
Sonstige Gase	0	0	0	0	0
Wasserkraft	1'107	1'107	1'107	1'107	1'107
Photovoltaik	31'750	20'736	9'722	9'722	9'722
Wind	4'167	4'167	4'167	4'167	4'167
Geothermie	13'889	13'889	13'889	13'889	13'889
Biomasse	6'944	6'944	6'944	6'944	6'944

Tabelle A.6: Vorgelagerte Emissionen der verschiedenen Kraftwerks-Technologien. Quelle: [Frischknecht et al. 1996], [Dones et al. 1996], eigene Berechnungen.

g CO ₂ -eq. / kWh _{el}	Standardwert	Sensitivität "Hoch"	Sensitivität "Tief"
Photovoltaik	9'722	11'111	6'944
Wind	4'167	5'556	2'778
Geothermie	13'889	27'778	5'556
Biomasse	6'944	22'222	2'778

Tabelle A.7: Werte für Lebenszyklus-Treibhausgas-Emissionen Neuer Erneuerbarer Energiequellen im in den beiden Sensitivitätsszenarien im Vergleich zu den hier verwendeten Standardwerten, jeweils ab 2020. Quelle: siehe Text, Abschnitt 4.2.2 Nicht-fossile Kraftwerke.

Anhang 4: Ergebnisse Direkte Emissionen

Die folgenden Tabellen zeigen die direkten Treibhausgas-Emissionen, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk. Verluste bei Transport und Verteilung können durch Multiplikation mit den folgenden Korrekturfaktoren berücksichtigt werden (nach [Frischknecht *et al.* 1996]):

Bezüger Hochspannung 1,0075

Bezüger Mittelspannung 1,0195

Für Bezüger von Niederspannung ergibt die gleiche Quelle einen Korrekturfaktor von 1,1395, doch ist hier zu berücksichtigen, dass dieser Wert aus einer groben Abschätzung der Verhältnisse in der Schweiz Anfang der 90er Jahre gewonnen wurde.

Jede Tabelle ist zweimal aufgeführt; einmal sind die Angaben in g CO₂-eq. / kWh_{el}, einmal in kg CO₂-eq. / TJ_{el}.

Direkte Emissionen - Elektrizität ab Kraftwerk					
g/kWh	2000	2010	2020	2030	2050
CO ₂	455	388	364	323	271
CH ₄	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
N ₂ O	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01
THG	457	392	376	341	291

Tabelle A.8: Direkte Emissionen, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. *: Berechnet mit Äquivalenzfaktoren gemäss [IPCC 2001]. Quelle: Eigene Berechnungen.

Direkte Emissionen - Elektrizität ab Kraftwerk					
kg/TJ	2000	2010	2020	2030	2050
CO ₂	126'515	107'737	101'005	89'592	75'258
CH ₄	1,41	3,03	3,05	2,90	2,16
N ₂ O	0,97	1,38	2,57	3,38	3,86
THG*	126'834	108'216	101'838	90'659	76'450

Tabelle A.8a: Direkte Emissionen, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. *: Berechnet mit Äquivalenzfaktoren gemäss [IPCC 2001]. Quelle: Eigene Berechnungen.

Direkte Emissionen - Elektrizität ab Kraftwerk				
Sensitivitätsszenarien				
kg/TJ	A2, 2030	A2, 2050	C1, 2030	C1, 2050
CO ₂	114'068	105'929	49'421	48'841
CH ₄	1.88	1.71	1.99	2.55
N ₂ O	7.94	9.44	2.75	0.45
THG	116'462	108'763	50'281	49'032

Tabelle A.9: Direkte Emissionen, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. *: Berechnet mit Äquivalenzfaktoren gemäss [IPCC 2001]. Quelle: Eigene Berechnungen.

Direkte Emissionen - Elektrizität ab Kraftwerk				
Sensitivitätsszenarien				
g/kWh	A2, 2030	A2, 2050	C1, 2030	C1, 2050
CO ₂	411	381	178	176
CH ₄	0.01	0.01	0.01	0.01
N ₂ O	0.03	0.03	0.01	0.00
THG	419	392	181	177

Tabelle A.9a: Direkte Emissionen, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. *: Berechnet mit Äquivalenzfaktoren gemäss [IPCC 2001]. Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhang 5: Ergebnisse Emissionen über den gesamten Lebenszyklus

Die Tabellen für die Lebenszyklus-Emissionen enthalten nur Werte für alle Treibhausgase, berechnet mit den Global Warming Potentials über 100 Jahre gemäss [IPCC 2001]. Die Angaben beziehen sich auf drei verschiedene Ebenen: ab Kraftwerk, bei Bezug ab Hochspannung und bei Bezug ab Mittelspannung. Die bisher publizierten Werte für das Niederspannungs-Verteilnetz erscheinen nicht belastbar genug. [Frischknecht *et al.* 1996] schätzen für die Schweiz am Anfang der 90er Jahre etwa 10% zusätzliche Verluste ab.

Jede Tabelle ist zweimal aufgeführt; einmal sind die Angaben in g CO₂-eq. / kWh_{el}, einmal in kg CO₂-eq. / TJ_{el}.

	Standardszenario, Ebene Kraftwerk				
g CO ₂ -eq / kWh	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	457	390	367	326	275
vorgelagerte Emissionen	49	47	48	45	43
Gesamtemissionen	506	436	414	371	318

Tabelle A.10: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Standardszenario, Ebene Kraftwerk				
kg CO ₂ -eq / TJ	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	126'834	108'216	101'838	90'659	76'450
vorgelagerte Emissionen	13'584	12'920	13'211	12'418	11'955
Gesamtemissionen	140'419	121'136	115'049	103'077	88'404

Tabelle A.10a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Ebene Kraftwerk			
	Szenario A2		Szenario C1	
g CO ₂ -eq / kWh	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	419	392	181	177
vorgelagerte Emissionen	52	50	37	40
Gesamtemissionen	471	441	218	217

Tabelle A.11: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Ebene Kraftwerk			
	Szenario A2		Szenario C1	
kg CO ₂ -eq / TJ	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	116.462	108'763	50'281	49'032
vorgelagerte Emissionen	14'330	13'874	10'255	11'239
Gesamtemissionen	130'792	122'637	60'535	60'271

Tabelle A.11a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Standardszenario, Bezug Hochspannung				
g CO ₂ -eq / kWh	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	460	392	369	329	277
vorgelagerte Emissionen	55	53	54	51	49
Gesamtemissionen	515	445	423	380	326

Tabelle A.12: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Standardszenario, Bezug Hochspannung				
kg CO ₂ -eq / TJ	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	127'786	109'027	102'601	91'339	77'023
vorgelagerte Emissionen	15'299	14'630	14'923	14'124	13'658
Gesamtemissionen	143'085	123'658	117'525	105'463	90'680

Tabelle A.12a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Bezug Hochspannung			
	Szenario A2		Szenario C1	
g CO ₂ -eq / kWh	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	422	394	182	178
vorgelagerte Emissionen	58	56	43	47
Gesamtemissionen	480	451	225	224

Tabelle A.13: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Bezug Hochspannung			
	Szenario A2		Szenario C1	
kg CO ₂ -eq / TJ	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	117'335	109'579	50'658	49'399
vorgelagerte Emissionen	16'051	15'591	11'945	12'937
Gesamtemissionen	133'386	125'170	62'603	62'336

Tabelle A.13a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Standardszenario, Bezug Mittelspannung				
g CO ₂ -eq / kWh	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	466	397	374	333	281
vorgelagerte Emissionen	57	54	55	52	51
Gesamtemissionen	522	451	429	385	331

Tabelle A.14: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Standardszenario, Bezug Mittelspannung				
kg CO ₂ -eq / TJ	2000	2010	2020	2030	2050
direkte Emissionen	129'308	110'326	103'823	92'427	77'940
vorgelagerte Emissionen	15'695	15'018	15'315	14'506	14'034
Gesamtemissionen	145'003	125'344	119'138	106'933	91'974

Tabelle A.14a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, im UCTE-Verbund 2000 bis 2050. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Bezug Mittelspannung			
	Szenario A2		Szenario C1	
g CO ₂ -eq / kWh	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	427	399	185	180
vorgelagerte Emissionen	59	58	44	48
Gesamtemissionen	487	457	229	228

Tabelle A.15: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

	Bezug Mittelspannung			
	Szenario A2		Szenario C1	
kg CO ₂ -eq / TJ	2030	2050	2030	2050
direkte Emissionen	118'733	110'884	51'261	49'988
vorgelagerte Emissionen	16'456	15'990	12'301	13'304
Gesamtemissionen	135'189	126'874	63'562	63'292

Tabelle A.15a: Emissionen über den gesamten Lebenszyklus, bezogen auf Elektrizität ab Kraftwerk, in Europa, 2030 und 2050. Sensitivitätsszenarien gemäss [Nakićenović 1998]. Quelle: Eigene Berechnungen.

Literatur

- Dones *et al.* 1996 Dones R., Gantner U., Hirschberg S., Doka G., Knoepfel I.: Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland, PSI Bericht Nr. 96-07, Villigen 1996.
- Eurprog 2002 Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC (Hrsg.): Statistics and Prospects for the European electricity sector (1980-1999. 2000-2020), Brüssel 2002.
- Frischknecht *et al.* 1996 Frischknecht R., Bollens U., Bosshart S., Ciot M., Ciseri L., Doka G., Hirschier R., Martin A., Dones R., Gantner U.: Ökoinventare von Energiesystemen, 3rd ed., BEW, Bern 1996.
- IIASA Zusammenfassung und Datenbank zu [Nakićenović 1998], http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py, zuletzt besucht am 24.04.02
- IPCC 1996 Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 1995 - The Science of Climate Change, 1996.
- IPCC 2000 Intergovernmental Panel on Climate Change: Special Report on Emissions Scenarios, 2000 (erhältlich unter: <http://www.grida.no/climate/ipcc/emission/index.htm>).
- IPCC 2001 Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2001: The Scientific Basis, 2001.
- Nakićenović 1998 Nakićenović N., Grübler A., McDonald A. (Eds.): Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, Cambridge/New York 1998.
- Pruschek 2001 Pruschek R.: Zukünftige Kohlekraftwerke, BWK 53(2001) Nr. 12, 40-48.
- Salerno 2000 Salerno R.: Lebenszyklusanalyse einer Hot Dry Rock-Anlage, Semesterarbeit an der ETH Zürich, Abt. XB, 2000.