

Forschungsprogramm
Energiewirtschaftliche Grundlagen

Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „MoratoriumPlus“

ausgearbeitet durch
Konrad Eckerle, Konrad Haker, Peter Hofer
Prognos AG, Basel

Im Auftrag des
Bundesamtes für Energie, Bern

Februar 2001

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt ist allein die Auftragnehmerin verantwortlich.

2001

Vertrieb: BBL/EDMZ, 3003 Bern, www.admin.ch/edmoz

Form: 805.041 d 02.01 300

Inhaltsverzeichnis

Seite

Zusammenfassung	K-1
Résumé	K-21
1. Aufgabenstellung	1
2. Untersuchungsablauf und methodisches Vorgehen	4
3. Rahmenbedingungen in der Referenzentwicklung nach Politikvarianten	9
3.1 Vorbemerkung	9
3.2 Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und zu den wirtschaftlichen Rahmendaten	9
3.3 Energiepolitische Rahmensetzungen in den Politikvarianten	12
4. Stromangebotslücken in den Stilllegungsvarianten	21
4.1 Entwicklung des Stromangebots in der Referenz mit Kernenergie	21
4.2 Elektrizitätsnachfrage in der Referenz mit Kernenergie	28
4.3 Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten	31
4.4 Stromangebotslücken nach Stilllegungsvarianten	33
5. Strategien zur Deckung der Angebotslücke	37
5.1 Energiepolitische Ansatzpunkte	37
5.2 Ordnungsrechtliche Massnahmen in den Stilllegungsvarianten	39
5.3 WKK-Ausbau zur Deckung der Restlücken	45
5.3.1 Quantifizierung der verbleibenden Versorgungslücken	45
5.3.2 Quantifizierung der WKK-Potenziale	46
5.3.3 Ausschöpfung der WKK-Potenziale	57
5.3.4 Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger	62
6. Auswirkungen auf die CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Neutralisierung	65
6.1 Veränderung der CO ₂ -Emissionen in den Stilllegungsvarianten	65
6.2 CO ₂ -Neutralisierung und ihre Auswirkungen	68
6.3 Veränderung der NO _x -Emissionen	78

7.	Kosten der Stilllegungsvarianten	81
7.1	Abgrenzung der Stilllegungskosten	81
7.2	Minderkosten der KKW-Stilllegung	82
7.3	Kosten der WKK-Strategien	89
7.4	Differenzkosten weiterer Kostenkomponenten	98
7.5	Gesamte Differenzkosten der KKW-Stilllegung	103
7.6	Stromerzeugungskosten und Grenzkosten des WKK-Zubaus	106
8.	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	109
8.1	Auswahl der Sensitivitäten	109
8.2	Sensitivität Wirtschaftswachstum	109
8.2.1	Rahmensetzung	109
8.2.2	Ergebnisse	110
8.3	Sensitivität höhere Weltmarktpreise für Energie	112
8.4	Sensitivität Isolierte Veränderung der Erdgaspreise	114
8.5	Sensitivität langfristige KKW-Auslastung in der Referenz	115
8.6	Sensitivität KKW-Nachrüstkosten	117
8.7	Sensitivität forciertes Stromsparen	117
8.8	Sensitivität forcierter technischer Fortschritt	119
8.9	Sensitivität Strategie (ungekoppelte) GuD-Anlagen	123
	Literaturverzeichnis	125
Anhang 1:	Elektrizitätsbilanzen im Politikfall Energiegesetz, Hohes BIP (Tabellen und Abbildungen)	
Anhang 2:	Elektrizitätsbilanzen im Politikfall CO ₂ -Gesetz, Hohes BIP (Tabellen und Abbildungen)	
Anhang 3:	Elektrizitätsbilanzen im Politikfall Energiegesetz, Tiefes BIP (Tabellen)	
Anhang 4:	Elektrizitätsbilanzen im Politikfall CO ₂ -Gesetz, Tiefes BIP (Tabellen)	
Anhang 5:	Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern im Politikfall Energiegesetz	
Anhang 6:	Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern im Politikfall CO ₂ -Gesetz	
Anhang 7:	Detaillierergebnisse Stromverbrauch im Haushaltssektor	
Anhang 8:	Energiepolitische Massnahmen in einem erweiterten und ergänzten Energiegesetz	
Anhang 9:	Arbeitsgruppe	

Abbildungen

Abbildung 2-1: Untersuchungsablauf "Atominitiativen"	5
Abbildung 3-1: CO ₂ -Emissionen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie (Politikvariante Energiegesetz)	18
Abbildung 4-1: Perspektiven der Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten	32
Abbildung 4-2: Stromangebotslücken nach Ausstiegsvarianten	35
Abbildung 5-1: Wärmejahresdauerlinien für verschiedene Versorgungsobjekte im Vergleich	51
Abbildung 7-1: Grenzkosten des WKK-Ausbaus nach Kostenkomponenten heutiger Preisstand	95
Abbildung 7-2: Durchschnittskosten des WKK-Ausbaus	96
Abbildung 7-3: Absolute Kosten des WKK-Ausbaus	97
Abbildung 8-1: Durchschnittskosten des WKK-Ausbaus (Sensitivität im Vergleich zur Basisannahme)	122

Tabellen

Tabelle 1-1: Auswahl der Szenarien	2
Tabelle 3-1: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, reale Preise (Basis 1990)	11
Tabelle 3-2: Entwicklung wichtiger Rahmendaten für die Referenzvarianten	12
Tabelle 3-3: Energiepolitische Annahmen für die Referenzentwicklung: Energiegesetz (EnG) und sonstige Massnahmen (Ansatzpunkte und ihre Konkretisierung)	13
Tabelle 3-4: Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie (Politikvariante Energiegesetz)	17
Tabelle 3-5: CO ₂ -Abgaben, Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie (Politikvariante CO ₂ -Gesetz)	19
Tabelle 4-1: Entwicklung des Strombedarfs im Referenzfall mit Kernenergie für die Politikvarianten Energiegesetz (EnG), CO ₂ -Gesetz, in TWh	30
Tabelle 4-2: Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkte nach KKW-Blöcken (Jahr der Stilllegung)	31
Tabelle 4-3: Perspektiven der Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten, GWh	32
Tabelle 4-4: Stromangebotslücken nach Stilllegungs- und Politikvarianten, in GWh	34

Tabelle 5-1:	Zielwerte Elektro-Haushaltsgeräte im Vergleich	40
Tabelle 5-2:	Wirkungen ordnungsrechtlicher Massnahmen des ELNG auf den Stromverbrauch nach Stilllegungsvarianten, GWh	42
Tabelle 5-3:	Stromminderverbräuche durch ordnungsrechtliche Massnahmen nach Stilllegungs- und Politikvarianten, in GWh (vor CO ₂ -Neutralisierung)	43
Tabelle 5-4:	Verbleibende Stromangebotslücken nach Stilllegungs- und Politikvarianten, in GWh (vor CO ₂ -Neutralisierung)	46
Tabelle 5-5:	Wärmebedarf nach Verwendungszwecken (Politikvariante Energiegesetz vor CO ₂ -Neutralisierung, SoA), PJ	48
Tabelle 5-6:	Aufteilung des Nutzenenergiebedarfs nach Wärmehöchstklassen in 2010 (Politikvariante Energiegesetz vor CO ₂ -Neutralisierung, SoA), PJ	50
Tabelle 5-7:	Auslegungsdaten für die ausgewählten WKK-Anlagen in der WKK-Strategie (Hydrologisches Jahr)	55
Tabelle 5-8:	WKK-Ausschöpfungsquoten und WKK-Stromproduktion (vor CO ₂ -Neutralisierung)	61
Tabelle 5-9:	WKK-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante CO ₂ -Gesetz, in GWh (vor CO ₂ -Neutralisierung)	62
Tabelle 5-10:	Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken nach Politik- und Stilllegungsvarianten in GWh, vor CO ₂ -Neutralisierung	64
Tabelle 6-1:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen vor CO ₂ -Neutralisierung für den Politikfall Energiegesetz, in Mio t	66
Tabelle 6-2:	CO ₂ -Mehremissionen (CO ₂ -Reduktionsbedarf) vor CO ₂ -Neutralisierung für die Politikvariante CO ₂ -Gesetz, im Mio t	68
Tabelle 6-3:	CO ₂ -Abgabe für CO ₂ -Neutralisierung (Politikfall Energiegesetz), Fr./t CO ₂	70
Tabelle 6-4:	Veränderung des Energieverbrauchs gegenüber Entwicklung vor CO ₂ -Neutralisierung durch die CO ₂ -Abgabe, in PJ, Energiegesetz	72
Tabelle 6-5:	WKK- und REG-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante Energiegesetz, in GWh, mit CO ₂ -Neutralisierung	73
Tabelle 6-6:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen nach Stilllegungsvarianten für die Politikvariante Energiegesetz mit CO ₂ -Neutralisierung, in Mio t (Berechnung nach CO ₂ -Gesetz)	74
Tabelle 6-7:	CO ₂ -Abgaben für CO ₂ -Zielerreichung und CO ₂ -Neutralisierung in der Politikvariante CO ₂ -Gesetz, in Fr./t CO ₂	75
Tabelle 6-8:	WKK- und REG-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante CO ₂ -Gesetz in GWh, mit CO ₂ -Neutralisierung	76

Tabelle 6-9:	Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken nach Politik- und Stilllegungsvarianten in GWh, nach CO ₂ -Neutralisierung	77
Tabelle 6-10:	Spezifische NOx-Emissionsfaktoren nach WKK-Technologien und nach Heizanlagentypen	79
Tabelle 6-11:	Auswirkungen der WKK-Strategie auf die NOx-Emissionen nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO ₂ -Neutralisierung), in t	80
Tabelle 7-1:	Jahreskosten und spezifische Stromgestehungskosten der KKW	84
Tabelle 7-2:	Entwicklung der KKW-Jahreskosten in der Referenzentwicklung (Betriebsdauer 50 bzw. 60 Jahre), Mio Fr.	88
Tabelle 7-3:	Entwicklung der KKW-Jahreskosten und Differenzkosten nach Stilllegungsvarianten, 2004 - 2030 kumuliert, in Mio Fr.	89
Tabelle 7-4:	Stromgestehungskosten der WKK nach ausgewählten Anlagentypen, in Rp/kWh	92
Tabelle 7-5:	Kosten der WKK-Strategien nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO ₂ -Neutralisierung), in Mio Fr.	94
Tabelle 7-6:	Spezifische Differenzkosten stromverbrauchender Geräte, Mehrkosten pro eingesparte kWh (Durchschnittswerte), Rp/kWh	98
Tabelle 7-7:	Jahreskosten der Stromsparmassnahmen nach Politik- und Stilllegungsvarianten, in Mio Fr. (mit CO ₂ -Neutralisierung)	99
Tabelle 7-8:	Jahreskosten der regenerativen Stromerzeugung nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO ₂ -Neutralisierung), in Mio Fr.	101
Tabelle 7-9:	Kosten der CO ₂ -Neutralisierung nach Politik- und Stilllegungsvarianten, in Mio Fr.	103
Tabelle 7-10:	Gesamte Differenzkosten der KKW-Stilllegung nach Politik- und Stilllegungsvarianten, differenziert nach Kostenkomponenten, in Mio Fr.	106
Tabelle 7-11:	Durchschnittliche (reale) Stromerzeugungskosten nach Stilllegungs- und Politikvarianten in Rp/kWh, ohne CO ₂ -Neutralisierung	107
Tabelle 7-12:	Durchschnittliche (reale) Stromerzeugungskosten nach Stilllegungs- und Politikvarianten in Rp/kWh, mit CO ₂ -Neutralisierung	108
Tabelle 7-13:	Langfristige Grenzkosten der WKK-Strategie in Rp/kWh (mit CO ₂ -Neutralisierung)	108
Tabelle 8-1:	Entwicklung wichtiger Rahmendaten im Sensitivitätsszenario „Tiefes BIP“ im Vergleich zur Referenzentwicklung „Hohes BIP“	110
Tabelle 8-2:	Entwicklung des Strombedarfs im Sensitivitätsszenario im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung, in TWh, (Landesverbrauch Hydrologisches Jahr)	111
Tabelle 8-3:	Stromangebotslücken für SoA nach Politikvarianten, (Sensitivitätsszenario), in GWh (vor CO ₂ -Neutralisierung)	111

Tabelle 8-4:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung nach Politikvarianten und Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Tiefes BIP	112
Tabelle 8-5:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität hohe Brennstoffpreise	114
Tabelle 8-6:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Brennstoffpreise	115
Tabelle 8-7:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität KKW-Auslastung	116
Tabelle 8-8:	Stromminderverbräuche durch ordnungsrechtliche Massnahmen für Stilllegungsvariante SoA (Politikvariante Energiegesetz), in GWh, Sensitivität forciertes Sparen	118
Tabelle 8-9:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., forciertes Stromsparen	118
Tabelle 8-10:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität forcierter technischer Fortschritt Brennstoffzellen	121
Tabelle 8-11:	Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Strategie (ungekoppelte) GuD-Anlagen	124

Zusammenfassung

1. Aufgabenstellung und Untersuchungsablauf

Die beiden Volksinitiativen „Strom ohne Atom“ und „Moratorium Plus“ wurden im September 1999 eingereicht. Inhalt der Initiative „Strom ohne Atom“ ist die schrittweise, aber zügige Stilllegung der Atomkraftwerke in der Schweiz. Spätestens zwei Jahre nach Annahme der Verfassungsbestimmungen müssen die älteren Kraftwerke (Beznau 1+2, Mühleberg) vom Netz, die Atomkraftwerke Gösgen und Leibstadt nach spätestens 30 Betriebsjahren ausser Betrieb genommen werden. Gemäss der Initiative „Moratorium Plus“ ist eine Betriebsdauer von 40 Jahren möglich, eine Verlängerung um jeweils höchstens 10 Jahre ist zulässig, jedoch von Referendumsabstimmungen abhängig.

Im Mittelpunkt steht die **Frage nach den energetischen und kostenmässigen Auswirkungen**. Im einzelnen wird geprüft, welche Strategien sich zur Schliessung der Angebotslücken, die mit der Stilllegung der KKW verbunden sind, anbieten, welche nachfrageseitigen und welche angebotsseitigen Massnahmen ausgewählt werden sollen, in welchem Umfang verbleibende Angebotslücken durch gekoppelte Stromerzeugung (WKK) gedeckt werden müssen. Die Auswirkungen der Stilllegungsvarianten werden vor dem Hintergrund der beschlossenen energiepolitischen Rahmensetzungen, dem Energiegesetz und CO₂-Gesetz, untersucht. Eine wesentliche Rahmenbedingung ist, dass die zusätzlichen CO₂-Emissionen, die mit den WKK-Strategien und der fossil-thermischen Stromerzeugung verbunden sind, nicht hingenommen werden, sondern durch weitergehende Einsparmassnahmen kompensiert werden müssen (CO₂-Neutralität). Ferner ist darzustellen, wie die Emissionen gemäss CO₂-Gesetz weiter reduziert werden (CO₂-Ziel).

Der Untersuchungszeitraum bezieht sich schwerpunktmässig auf die Zeit zwischen 2004 und 2030. Die Auswirkungen unsicherer und umstrittener Rahmensetzungen wurden in Form von Sensitivitätsrechnungen untersucht. Die Untersuchungen und der hier vorgelegte Bericht wurden von einer Arbeitsgruppe intensiv begleitet. Die Leitung der Arbeitsgruppe hatte das BFE.

Das **methodische Grundprinzip** zur Abschätzung der Auswirkungen basiert darauf, dass die Ergebnisse der Stilllegungsvarianten den entsprechenden Referenzergebnissen, die auf einer 50- bis 60-jährigen Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke beruhen, gegenübergestellt werden. Für die energetischen Auswirkungen der KKW-Stilllegung werden drei Komponenten voneinander unterschieden, die Bestimmung der entstehenden (hypothetischen) Stromangebotslücken, die Strategien zur Schliessung der Angebotslücken und schliesslich die Sicherstellung der CO₂-Neutralität.

Die mengenmässigen energetischen Veränderungen bilden die Basis für ihre **kostenmässige Bewertung**. Auch hier geht es um eine Differenzanalyse, d.h. um die Quantifizierung der Mehr- und Minderkosten, die mit der Stilllegung der KKW's verbunden sind.

2. Stromangebotslücken und energiepolitische Ansatzpunkte zu ihrer Deckung

Die Höhe der Stromangebotslücken, die mit der Stilllegung der KKW einhergehen, hängt von verschiedenen Rahmensetzungen ab, vom Stromerzeugungspotential des heimischen Kraftwerkparks mit und ohne KKW, vom KKW-Stilllegungspfad, vom Stromaussenhandel und von der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage. Untersucht wurden folgende Varianten der Kernenergie- und der Energiepolitik: Referenz 50/60, M+(50), M+(40), SoA, EnG, CO₂-Gesetz (Abgabe). In der Abbildung K-1 ist die Entwicklung der Angebotslücken für die beiden Stilllegungspfade SoA bzw. M+(40) und das Winterhalbjahr (**Politikvariante Energiegesetz**) dargestellt. Sie basiert auf folgenden Annahmensetzungen:

- Die **Stromproduktion aus KKW im Referenzfall mit längerfristiger Nutzung der Kernenergie** beträgt bis 2019 24 TWh. Mit der Stilllegung der drei ältesten Blöcke (Beznau I und II sowie Mühleberg) nach 50-jähriger Betriebsdauer verringert sich das Produktionsvolumen bis 2025 auf 15.7 TWh, danach verändert es sich bis 2030 nicht mehr. Die entsprechenden Werte für das Winterhalbjahr liegen bis 2019 bei 13.6 TWh und 9.8 TWh im Jahre 2025.
- Für die **Stromerzeugung aus Wasserkraft** wird in der Referenzentwicklung eine (mittlere) Produktion von 33.5 TWh angenommen. Für die **thermische Stromproduktion** wird unter Berücksichtigung der Stilllegung von Vouvry ein Anstieg um rd. 0.8 TWh auf insgesamt rd. 3.7 TWh erwartet. Für die **Gruppe der übrigen erneuerbaren Energien** insgesamt wird ein Erzeugungszuwachs von rd. 90 GWh bis 2030 im Kalenderjahr bzw. 50 GWh im Winterhalbjahr unterstellt.
- Bezüglich des **Stromaussenhandels** werden nur die vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet. Ihre Fortschreibung orientiert sich an den heutigen vertraglichen Regelungen. Bei den Bezugsrechten bedeutet dies Folgendes: Ausgehend vom heutigen Angebot in Höhe von 10 TWh (Winterhalbjahr 1998/99) wird zwischen 2016 und 2020 ein Grossteil der Bezugsrechte auslaufen und im Winterhalbjahr 2019/20 nur noch 4.5 TWh betragen. Die erwähnte Stilllegung der drei kleinen KKW-Blöcke im Referenzfall zwischen 2020 und 2023 wird durch die Aufstockung der Bezugsrechte soweit ausgeglichen, dass die vorgegebene **Versorgungssicherheit von 50 %** im Winterhalbjahr gewährleistet ist. Um diese Bedingung zu erfüllen, sind die Bezugsrechte im Referenzfall für 2020 um 1.6 TWh und für 2025 bzw. 2030 um rd. 4.5 TWh im Winterhalbjahr aufzustocken. Die Lieferverpflichtungen betragen im Winterhalbjahr rd. 1.7 TWh. Sie verändern sich in der Referenzvariante bis 2030 kaum. Im Fall der Stilllegung des KKW Leibstadt vermindern sich die Lieferverpflichtungen auf 1.1 TWh.

- Die Perspektiven der **Elektrizitätsnachfrage im Referenzfall** mit Kernenergie werden wesentlich von den energiepolitischen Rahmensetzungen des Energiegesetzes und der zugrundegelegten ökonomischen Entwicklung bestimmt: Auf dieser Grundlage steigt der Stromverbrauch auf Endverbrauchsniveau zwischen 1998 und 2020 von knapp 49 TWh um rd. 15 % auf insgesamt 56.1 TWh. Danach bleibt der Verbrauch weitgehend stabil. Aufgrund der anteilig rückläufigen Verteil- und Übertragungsverluste nimmt der Landesverbrauch etwas langsamer zu als der Endverbrauch.

Im Falle der **Einführung einer CO₂-Abgabe (Politikfall CO₂-Gesetz)** verändern sich das Stromangebot und die Stromnachfrage im Referenzfall im Vergleich zum Energiegesetz nur unwesentlich. Zusammengefasst ergeben sich folgende Auswirkungen:

- Die CO₂-Abgabe verschlechtert die Chancen für den im Energiegesetz ohne CO₂-Abgabe unterstellten Ausbau der fossil-thermischen Stromerzeugung nachhaltig. Der Zubau an thermischer Stromerzeugung würde sich in diesem Fall im wesentlichen auf den CO₂-abgabefreien Teil beschränken (KVA, ARA, Deponiegas). Insgesamt liegt nach unserer Schätzung der Zuwachs an thermischer Erzeugung um rd. 10 % tiefer als im Fall ohne CO₂-Abgabe. (Denkbar ist zwar, dass bei Einführung einer CO₂-Abgabe die WKK-Stromproduktion aus energiepolitischen Gründen ganz oder teilweise von der CO₂-Abgabe befreit wird. Diese Möglichkeit wird hier nicht weiter untersucht.)
- Umgekehrt profitieren die erneuerbaren Energien (Wind, Biomasse, Photovoltaik) von der CO₂-Abgabe, da sich ihre Wettbewerbsposition etwas verbessert. Dies führt dazu, dass sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Referenz erhöht.
- Die CO₂-Abgabe beeinflusst die Stromnachfrage auf dem Raumwärmemarkt. Hier konkurriert Strom mit anderen Energieträgern. Durch die relative Verbilligung des Stroms sind Substitutionswirkungen zu Gunsten des Stroms (Wärmepumpen) denkbar. Die Auswirkungen liegen bei etwa 0,5 % des Gesamtverbrauchs.
- Die Aufstockung der Bezugsrechte nach 2020 fällt in dieser Politikvariante etwas höher aus als beim Energiegesetz. Neben den geringeren Zuwächsen an fossil-thermischer Erzeugung ist dafür der etwas höhere Stromverbrauch verantwortlich.

Die **Stilllegungspfade der KKW** ergeben sich aus den Vorgaben der Atominitiativen über die jeweilige Betriebsdauer der KKW's. Nach dem Initiativtext von „Strom ohne Atom“ sind die drei älteren KKW's im Falle der Annahme der Initiative in 2002 bereits im Jahre 2004 vom Netz zu nehmen, das letzte KKW wird in 2014 stillgelegt. Bei den Stilllegungsvarianten der Moratoriumsinitiative verlängert sich der zeitliche Ablauf der Stilllegungen um jeweils 10 Jahre. Bei einer Betriebsdauer von 40 Jahren gemäss

Moratoriumsinitiative M+ (40) ist der vollständige Ausstieg in 2024/25 vollzogen. Die Moratoriumsinitiative M+ (50) unterscheidet sich vom Referenzfall (Lebensdauer 50 bzw. 60 Jahre) erst ab 2029/30 (vgl. Abbildung K-2).

Als **energiepolitische Ansatzpunkte zur Schliessung der hypothetischen Angebotslücken** stehen Massnahmen auf der Nachfrageseite und auf der Angebotsseite des Strombereichs zur Verfügung. Nachfrageseitige Massnahmen zielen auf die rationelle Elektrizitätsanwendung (Sparen) und/oder auf die Substitution von Strom durch andere Energieträger ab. Als angebotsseitige Massnahmen kommen grundsätzlich die Erweiterung der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger und der Ausbau der fossil-thermischen Stromerzeugung in Frage. Nettoimporte sind in allen Varianten in jedem zweiten Winter möglich (Versorgungssicherheit 50 %). Damit wird der Marktöffnung Rechnung getragen. Nach den Vorstellungen der Initianten soll den Massnahmen auf der Nachfrageseite und der Steigerung der regenerativen Stromerzeugung Vorrang eingeräumt werden. Erst danach sollen die fossil-thermische Stromerzeugung zum Zuge kommen. Zum Ausbau der fossil-thermischen Stromerzeugung werden in der Initiative SoA allerdings stringente Vorgaben gemacht: Sie darf nur mit Abwärmenutzung, d.h. in Form von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen erfolgen. In der Variante M+ (40) und M+ (50) wird die Abwärmenutzung bei der fossil-thermischen Stromerzeugung dagegen nicht explizit verlangt, dennoch wurde sie für die entsprechenden Modellrechnungen unterstellt. Die Auswirkungen einer alternativen ungekoppelten GuD-Strategie wurden in einer Sensitivitätsrechnung erfasst.

Da im Energiegesetz wie auch im CO₂-Gesetz keine wesentlichen zusätzlichen Mittel für Fördermassnahmen zur Verfügung stehen, liegt für nachfrageseitige Massnahmen der Schwerpunkt bei **ordnungsrechtlichen Instrumenten** (Festlegung von Verbrauchszielwerten und –vorschriften für Geräte und Apparate im Haushalt, Büro und Gewerbe). Ferner wird von Zulassungsbeschränkungen für elektrische Widerstandsheizungen ausgegangen. Daneben spielen Vorgaben zur Warendeklaration eine Rolle. Wegen fehlender Fördermöglichkeiten ist unter den gegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen eine Strategie zur Forcierung des Einsatzes der Wärmepumpen, der über den bereits in der Referenzentwicklung unterstellten starken Zuwachs noch deutlich hinausgeht, nicht möglich. Ebenso bleibt für die Ausdehnung der regenerativen Stromerzeugung nur geringer Spielraum. Denkbar ist eine Zertifizierung und Quotierung regenerativ erzeugten Stroms. Dieses Instrument hat aussenhandelspolitische Vorteile und spielt für die Ausschöpfung der WKK-Potenziale eine wichtige Rolle. Die Quotenregelung für erneuerbare Energie wird in die für WKK-Strom integriert.

Die Verbrauchswerte werden im Durchschnitt so verschärft, dass sich im Bereich der Haushaltsgeräte im Vergleich zu den Referenzvorgaben Reduktionen von –31 % (SoA) und –24 % (Moratoriumsinitiative) bei den Neugeräten ergeben. Der Minderverbrauch an Elektrowärme wird in den Modellrechnungen durch Heizöl, Erdgas und Wärmepumpen ersetzt. Je nach unterstelltem Vollzugsgrad der Massnahmen erge-

ben sich insgesamt Stromspareffekte zwischen 2 und 6 %. Mit einer Sensitivitätsanalyse wurden stärkere Sparmassnahmen untersucht.

3. WKK-Ausbau zur Deckung der Angebotslücken

Im Sinne der von den Initianten gewünschten Prioritätensetzung bildet die verbleibende Versorgungslücke, die nicht durch nachfrageseitige Massnahmen und/oder Ausbau der regenerativen Stromerzeugung gedeckt werden kann, die variable Komponente der Gesamtstrategie. Diese ist durch fossil-thermische Stromerzeugung mit Abwärmenutzung (WKK-Strategie) zu schliessen. Folgende WKK-Anwendungen werden betrachtet:

- Mini-BHKW's mit Leistungen im Bereich von 5 bis 14 KW_{el} : Diese decken Wärmehöchstklassen von 40 bis etwa 100 KW_{th} und einen Nutzwärmebedarf von zusammen 90 PJ ab.
- Objekt-BHKW's mit elektrischen Leistungen von 20 bis 450 KW_{el} : Diese entsprechen Wärmehöchstklassen von etwa 140 bis über 2 MW und Wärmebedarfen von zusammen 61 PJ.
- Siedlungs-BHKW's als Nahwärmeversorgung von 240 bis 600 KW_{el} , Wärmehöchstklassen von rd. 1.2 MW_{th} bis 2.6 MW_{th} , sie umfassen etwa 14 PJ.
- Spezifische Objekt-BHKW's für Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie, 450 bis 3000 KW_{el} , rd. 20 PJ Wärmebedarf (davon rd. 13 PJ in der Industrie).
- Industrielle WKK mit Gasturbinen von 2 bis 6 MW_{el} , etwa 8 bis 20 MW Wärmehöchstlast und Prozesswärmebedarf von 5 PJ und schliesslich
- zentrale GuD-Anlagen für bestehende städtische Fernwärmenetze mit elektrischen Leistungen zwischen 20 und 60 MW_{el} , Wärmehöchstlasten von knapp 60 bis 110 MW_{th} . Sie decken einen Nutzwärmebedarf von etwas mehr als 7 PJ ab.

Fasst man die verschiedenen WKK-Anlagenbereiche zusammen, dann ergibt sich für die WKK-Potenziale in 2010 folgendes Bild: Der für die WKK-Nutzung verfügbare Nutzwärmebedarf (Wohnen, Büro, Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie) beträgt rd. 200 PJ. Die gesamte Wärmehöchstlast aller in die WKK-Strategie einbezogenen Heizanlagen beträgt knapp 26 GW_{th} , davon werden bei voller Ausschöpfung der verfügbaren WKK-Leistungspotenziale rd. 8.0 GW (31 %) durch WKK-Anlagen abgedeckt. Die maximal verfügbare elektrische WKK-Leistung beträgt dann 4294 MW_{el} . Die insgesamt mögliche WKK-Stromproduktion liegt bei 21.2 TWh_{el} , davon entfallen

16.3 TWh auf das Winterhalbjahr. Vergleicht man diesen Wert mit der höchsten Angebotslücke im Winter von 11.5 TWh, so zeigt sich, dass die WKK-Potenziale für ihre Deckung ausreichen. Für den Vollaufbau dieser WKK-Potenziale wären bei der von uns unterstellten Grössenstruktur knapp 260 Tsd Anlagen zu produzieren und zu installieren. Davon entfielen 88 % auf Mini- und Klein-BHKW im Leistungsbereich unter 20 KW_{el}.

Zur **Ausschöpfung der WKK-Potenziale** wird die Quotierung des WKK-Stroms unter den bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen als das geeignetste Instrument zur Realisierung der WKK-Strategie angesehen. Bei einer Quotenregelung steigt die Chance, die vorgegebenen mengenmässigen Ziele (hier der Ausbau der WKK im erforderlichen Umfang) im Vergleich zu anderen Instrumenten (wie z.B. Subventionen, Einspeisevergütungen, Bonusregelungen) zu erreichen. Das Grundprinzip einer Quotenregelung liegt darin, dass eine Kaufpflicht von Strom aus WKK-Anlagen in einem festgelegten Umfang rechtlich verpflichtend vorgegeben wird. Wie erwähnt wird der ökologisch erzeugte Strom mit in die Quotierung aufgenommen. Ausserdem werden handelbare Zertifikate ausgegeben, deren Menge sich daran orientiert, wieviel WKK-Strom oder regenerativ erzeugten Strom es gibt. Mit dieser Regelung ist zu erwarten, dass sich die jeweils kosteneffizienteste WKK-Strategie zur Deckung der Versorgungslücken durchsetzt.

Je nach Politikvarianten und Stilllegungspfad variieren unter diesen Annahmen die **Beiträge der einzelnen Strategiekomponenten** zur Schliessung der stilllegungsbedingten Angebotslücken (vgl. auch Abbildungen K-3 bis K-8):

- In der Stilllegungsvariante SoA Politikfall Energiegesetz ergibt sich bereits in 2010 eine Versorgungslücke in Höhe von 3.7 TWh im Winter, daher müssen die einzelnen Strategiemassnahmen (Stromsparen, Zubau von WKK-Anlagen) rechtzeitig eingeleitet werden. In 2020 beträgt die Deckungslücke 11.5 TWh im Winterhalbjahr. Die Schliessung dieser Lücke erfolgt über Stromsparen im Umfang von 1.8 TWh und dem Zubau von WKK-Erzeugungskapazitäten in Höhe von 9.5 TWh (Ausschöpfung der Potentiale von knapp 60 %). Der Betrag der erneuerbaren Energien liegt hier bei 0.2 TWh (Abbildung K-6).
- Im Fall der Moratoriumsinitiative mit einer Betriebsdauer von 40 Jahren treten erst ab 2020 Versorgungslücken im Winterhalbjahr (7.2 TWh) auf. Für die Massnahmen zu ihrer Deckung steht somit mehr Zeit zur Verfügung. Die Stromspareffekte liegen mit 1.1 TWh unter denen in der SoA-Variante. Der Beitrag der WKK-Stromerzeugung beträgt rd. 6 TWh, bis 2030 wird eine Zunahme auf 7 TWh erforderlich. Die erneuerbaren Energien spielen hier eine geringe Rolle (Abbildung K-5).
- Im Politikfall mit CO₂-Abgabe (CO₂-Gesetz) ergeben sich im Vergleich zum Energiegesetz ohne CO₂-Abgabe nur geringe Abweichungen: Der Beitrag der rationellen Stromanwendung bleibt in etwa gleich hoch. Auch die Stromerzeu-

gung aus dem Zubau von WKK-Anlagen verändert sich nicht wesentlich. Die stärksten Unterschiede zeigen sich beim Beitrag der regenerativen Stromerzeugung. Aufgrund der CO₂-Abgabe erhöht er sich im Fall SoA von 0.2 auf 0.5 TWh (Abbildung K-8).

4. Klimatische Auswirkungen: CO₂-Neutralisierung und CO₂-Reduktion gemäss CO₂-Gesetz

Durch den Zubau fossil-thermischer WKK-Kapazitäten nehmen die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Referenzfall mit längerfristiger Nutzung der Kernenergie zu, CO₂-freier Strom wird durch CO₂-haltigen Strom ersetzt. Aber nicht nur auf der Angebotsseite, auch durch die nachfrageseitigen Massnahmen gibt es Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen, sei es aufgrund des Ersatzes von Elektrowärme, sei es durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen. Die Nettowirkungen, die sich aus den verschiedenen Einflüssen ergeben, stellen den CO₂-Reduktionsbedarf dar, um den die CO₂-Emissionen zur Sicherstellung der CO₂-Neutralität vermindert werden müssen. Im Fall SoA beträgt der CO₂-Reduktionsbedarf in 2020 3.1 Mio t, danach liegt er bei 2.1 Mio t. Bei der Moratoriumsinitiative M+ (40) liegt der Reduktionsbedarf zwischen 1.9 und 2.2 Mio t (der heutige CO₂-Ausstoss beträgt in der Abgrenzung des CO₂-Gesetzes rd. 41 Mio t/a).

Die CO₂-Abgabe, die zur Neutralisierung des CO₂-Reduktionsbedarfs eingeführt wird, hat verschiedene Auswirkungen. Sie verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit der fossilen Stromerzeugung, verbessert die Chancen für ökologisch erzeugten Strom, führt zu Einspar- und Substitutionseffekten bei den Brennstoffen, beeinflusst die Einsatzchancen von Strom im Wärmemarkt und verändert somit Höhe und Art der Deckung der Stromangebotslücken. Für die Politikvariante Energiegesetz wird für den Stilllegungspfad SoA ein Höchstsatz von 80 Fr./t CO₂ sowohl für Brenn- wie auch Treibstoffe erforderlich, für den Stilllegungspfad M+ (40) liegt die CO₂-Abgabe nur wenig niedriger.

Im Vergleich zum Politikfall Energiegesetz unterscheiden sich beim Fall mit Zielerreichung gemäss CO₂-Gesetz die Abgabesätze zur CO₂-Neutralisierung zwischen Brenn- und Treibstoffen deutlich voneinander. Der Grund hierfür liegt darin, dass schon im Referenzfall mit längerfristiger KKW-Nutzung wegen der CO₂-Reduktionsziele die CO₂-Abgabe auf Treibstoffe bis auf 160 Fr./t CO₂ angehoben werden musste, so dass die Abgabe auf Treibstoffe für die CO₂-Neutralisierung aufgrund des Höchstsatzes von 210 Fr./t CO₂ auf 50 Fr./t CO₂ zu begrenzen ist. Bei den Brennstoffen liegt der Referenzabgabesatz bei 100 Fr./t CO₂, die CO₂-Neutralisierungsabgabe bei 110 Fr./t CO₂, zusammen also ebenfalls 210 Fr./t CO₂. Der nach dem CO₂-Gesetz mögliche Höchstsatz von 210 Fr./t CO₂ auf fossile Brenn- und Treibstoffe reicht demnach gerade aus, um einerseits die CO₂ Reduktionsziele

zu erreichen und andererseits die mit der fossil-thermischen WKK-Stromerzeugung verbundenen CO₂-Mehremissionen zu kompensieren.

Die WKK-Strategie hat nicht nur Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen, sondern beeinflusst auch die Entwicklung der **NO_x-Emissionen**, da motorgetriebene BHKW im Verhältnis zu den substituierten Heizanlagen (und der gesamten Stromerzeugung) spezifisch höhere NO_x-Emissionsfaktoren aufweisen. Neben den Emissionseffekten der WKK-Ausbaustrategie (Brennstoffeinsatz, Gutschriften für vermiedenen Brennstoffeinsatz für Heizanlagen) sind auch hier die Auswirkungen der CO₂-Neutralisierung auf die NO_x-Emissionen zu berücksichtigen. Für die Stilllegungsvariante SoA beträgt die NO_x-Mehrbelastung im Fall Energiegesetz in 2020 rd. 11000 t Stickoxide, für die Politikvariante CO₂-Gesetz liegt der entsprechende Wert mit 10600 t geringfügig niedriger. Bezogen auf das derzeitige Emissionsniveau von 118000 t entspricht dies rd. 9 %. In einer Sensitivitätsrechnung wurde für die WKK-Strategie auch ein Durchbruch bei den Brennstoffzellen untersucht.

5. Kosten der KKW-Stilllegung

Die Kosten der KKW-Stilllegung werden als Differenzkosten im Vergleich zur Referenzentwicklung mit Kernenergie ermittelt. Entsprechend den mit der Stilllegung einhergehenden energetischen Auswirkungen kann man die Gesamtkosten der Stilllegung nach verschiedenen Bereichen unterscheiden:

- KKW-Stilllegung: Die mit der Stilllegung einhergehenden Minderausgaben für alle die Kostenkomponenten, die von heute aus gesehen bis zum Ende des Untersuchungszeitraums variabel sind (Minderausgaben).
- WKK-Zubau: Die Aufwendungen für den Aufbau des für die Schliessung der Versorgungslücken notwendigen WKK-Parks (Mehrausgaben für Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten).
- Stromsparen: Die Aufwendungen für Stromsparinvestitionen, die durch die ordnungsrechtlichen Massnahmen verursacht werden (Mehrausgaben).
- Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen: Die Aufwendungen für die Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten der neu gebauten regenerativen Stromanlagen.
- Veränderung der Stromexporte:¹ Mit der Reduzierung der Versorgungssicherheit auf 50 % (im Referenzfall mit längerfristiger Nutzung der Kernenergie liegt

¹ Bei den Stromimporten gibt es dagegen entsprechend den Initiativvorgaben keine Änderungen. Die geringe Menge an importiertem Windkraftstrom wurde in die WKK-Strategie integriert.

sie bei mehr als 90 %) sind geringere Stromexporte und damit geringere Erlöse im Vergleich zur Referenzentwicklung verbunden (Mindereinnahmen).

- Die Kompensation der CO₂-Mehremissionen zieht Einspar- und Substitutionsmassnahmen nach sich, die Kosten verursachen.
- Netzkosten: Dezentrale BHKW's speisen den für die Objektversorgung nicht benötigten Strom in der Regel in das Mittelspannungsnetz ein (möglicherweise geringere Netzkosten auf der Hochspannungsebene).

Bei der Quantifizierung der **KKW-spezifischen Stilllegungskosten** kommt es auf die Variabilität der einzelnen Kostenarten an: Voll variabel mit der Dauer der KKW-Nutzung sind die Betriebskosten und die Kosten der Brennstoffversorgung, kürzere Betriebsdauern führen zu KKW-spezifisch proportionalen Reduzierungen der Betriebs- und Brennstoffversorgungskosten. Von den Kapitalkosten ist der Teil variabel, zu dem ab Beginn des Untersuchungszeitraums Investitionen getätigt wurden. Alle anderen Kapitalkostenbestandteile inkl. dem Aufbau des Stilllegungsfonds ändern sich nicht. Bei den Entsorgungskosten gibt es variable Kostenkomponenten (1.75 Mrd Fr. bei einer Anhebung der Betriebsdauer um 10 Jahre, 1.3 Mrd bei einer Kürzung der Betriebsdauer von 40 auf 30 Jahre). Die KKW-bezogenen Differenzkosten variieren je nach Stilllegungspfad deutlich. Im Fall M+ (50) sind die Differenzkosten sehr niedrig, weil innerhalb des vorgegebenen Untersuchungszeitraums lediglich das Kraftwerk Gösgen davon tangiert würde und hierbei auch erst ab 2030. Im Falle der Variante M+ (40) betragen die KKW-Minderungskosten kumuliert 8.7 Mrd Fr., bei der Variante SoA knapp 16 Mrd Fr. Zwischen den Politikvarianten Energiegesetz und CO₂-Gesetz unterscheiden sich diese Differenzkosten nicht.

Die Kosten der **WKK-Strategien** nehmen mit dem WKK-Zubaubedarf überproportional zu. Das liegt daran, dass die Grenzkosten mit wachsender Ausschöpfung der WKK-Potenziale ansteigen. Die günstigsten Stromgestehungskosten mit teilweise unter 6 Rp/kWh weisen gegenwärtig die grossen GuD-Anlagen aus, die in schon bestehende städtische Fernwärmenetze eingebunden werden können. Industrielle WKK-Anlagen mit Gasturbinen bzw. grossen BHKW's bleiben mit ihren spezifischen Gestehungskosten ebenfalls z.T. deutlich unter der 10-Rappen-Grenze. Bei mittleren BHKW's liegen die Kosten zwischen 10 und 13 Rp/kWh. Mit kleiner werdenden Leistungseinheiten nehmen die Gestehungskosten dann deutlich zu, bei Leistungen unter 10 KW_{el} steigen sie über 20 Rp/kWh an. Für die Fortschreibung wird ein gemässiger technischer Fortschritt in der WKK-Technik unterstellt. Konkret bedeutet dies, dass die Stromgestehungskosten (ohne Berücksichtigung des Brennstoffpreisanstiegs) bei den kleinen Mini-BHKW's bis 2030 um 25 bis 30 %, im mittleren Leistungsbereich um 15 bis 25 % zurückgehen. Für die Gasturbinen und die GuD-Anlagen werden keine wesentlichen Kostensenkungspotenziale mehr erwartet.

Unter diesen Annahmen liegen die kumulierten Kosten des WKK-Ausbaus in der Stilllegungsvariante SoA in der Regel nahezu doppelt so hoch wie beim Stilllegungs-

pfad M+ (40). In der Politikvariante Energiegesetz kumulieren sich die Kosten für den WKK-Ausbau in der Stilllegungsvariante SoA auf knapp 23 Mrd Fr., im Politikfall CO₂-Gesetz liegen sie mit 22 Mrd Fr. etwas niedriger.

Die kumulierten Differenzkosten der hier behandelten **Stromsparmassnahmen** zusammengenommen belaufen sich auf 1.8 bis 3.5 Mrd Fr., je nach Stilllegungs- und Politikvariante. In der Moratoriumsinitiative M+ (40) fallen sie deutlich geringer aus als im Fall SoA.

Die **Kosten der regenerativen Stromerzeugung** hängen im Wesentlichen davon ab, in welchem Umfang sie innerhalb der Deckungsstrategie zum Zuge kommt. Da in beiden Politikvarianten (Energiegesetz und CO₂-Gesetz) keine zusätzlichen Fördermittel für die regenerative Stromerzeugung zur Verfügung stehen, wird sie in die Quotenregelung mit Zertifikatehandel integriert. Je höher der Zertifikatspreis steigt, um so grösser sind die Chancen, dass auch ökologisch erzeugter Strom zur Deckung der Versorgungslücken herangezogen wird. Daher gibt es deutliche Kostenunterschiede zwischen den Politikvarianten. Sie haben zwei sich verstärkende Ursachen: Zum einen sind die Unterschiede der Kosten das Spiegelbild der Unterschiede in der Verstromung der regenerativen Energien, zum anderen tragen die in den einzelnen Politikvarianten verschiedenen hohen Abgabesätze (inkl. CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung) dazu bei, dass die Einsatzmengen in der Verstromung steigen. Damit steigen aber gleichzeitig auch die Stromerzeugungskosten. Im Stilllegungspfad SoA betragen die Zubaukosten der regenerativen Stromerzeugung bei der Politikvariante Energiegesetz 860 Mio Fr., beim CO₂-Gesetz 2.6 Mrd Fr.

Eine weitere, nicht zu vernachlässigende Kostenkomponente sind die geringeren Stromexporterlöse aufgrund niedrigerer **Stromexportmengen**. Im Vergleich zur Referenzentwicklung mit Kernenergie liegen die Stromexporte in den Ausstiegsvarianten wesentlich tiefer. Die Bewertung der Exportmengen erfolgt mit durchschnittlichen Exportpreisen für Grundlaststrom im Höchstspannungsbereich. Dieser Preis wird langfristig auf 5.5 Rp/kWh geschätzt. Die kumulierten Exporteinbussen liegen je nach Stilllegungspfad zwischen 5 und 10 Mrd Fr.

BHKW's speisen in der Regel ihren nicht selbst benötigten Strom in das Mittel- oder auch Niederspannungsnetz ein. Inwieweit dadurch **Netzkosten** auf der Hochspannungsebene vermieden werden können, sei es weil entsprechende Übertragungsnetze entlastet werden, sei es weil sich Struktur und Führung des Verteilnetzes ändern, ist gegenwärtig offen. Die Kosten der Stromübertragung bis zur Mittelspannungsebene werden auf 2 bis 2.5 Rp/kWh geschätzt. Es wird unterstellt, dass pro erzeugtem WKK-Strom 1 Rp/kWh an Netzkosten gespart werden. Daraus ergeben sich kumuliert über den Gesamtzeitraum berechnet vermiedene Netzkosten von rd. 600 Mio Fr. im niedrigsten Fall bis zu rd. 2 Mrd Fr. im höchsten Fall.

Die CO₂-Neutralisierung ist integraler Bestandteil der Stilllegungsstrategie. Die CO₂-Abgabe, die zur Kompensation der CO₂-Mehremissionen eingeführt werden muss, führt auf der Energienachfrage zu vielfältigen Anpassungsreaktionen und damit zu

entsprechenden Kosteneffekten (**CO₂-Neutralisierungskosten**). Diese Kosten sind der Stilllegungsvariante anzulasten. Sowohl zwischen den Stilllegungsvarianten als auch zwischen den Politikvarianten zeigen sich signifikante Unterschiede. Die Spannweite der CO₂-Neutralisierungskosten liegt zwischen 2.1 und 5.1 Mrd Fr..

Abbildung K-9 bietet einen Überblick über die **gesamten Differenzkosten der KKW-Stilllegung**, differenziert nach den einzelnen Kostenkomponenten. Beim Fall SoA betragen die gesamten Differenzkosten der KKW-Stilllegung 23.1 Mrd Fr., für den Moratoriumsfall M+ (40) 11.4 Mrd Fr. (vgl. Abbildung K-9).

Die Variante CO₂-Gesetz weist gegenüber dem Energiegesetz im Fall SoA Mehrkosten von 2.8 Mrd Fr. (rd. 12 %), im Fall M+ (40) von 0.9 Mrd Fr. (rd. 8 %) auf. Zurückzuführen ist dies zum einen auf die höheren CO₂-Minderungskosten, zum anderen auf den abgabenbedingt höheren Anteil der regenerativen Stromerzeugung.

Die Stilllegungsvarianten haben **Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten** und auf die Strompreise. Der WKK-Ausbau und der Zugang von regenerativ erzeugtem Strom führen zu einem Anstieg der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten, die CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung verteuern den Brennstoffeinsatz in den WKK-Anlagen zusätzlich. Folgende Aspekte sind festzuhalten:

- Im Referenzfall mit längerfristiger Nutzung der Kernenergie liegen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten bei etwa 6 Rp/kWh. In der Stilllegungsvariante SoA mit CO₂-Neutralisierung erhöhen sie sich im Durchschnitt des Betrachtungszeitraums um 2 – 3 Rp/kWh, beim Stilllegungspfad M+ (40) um 1 – 2 Rp/kWh.
- Im Fall des CO₂-Gesetzes liegen die WKK-Erzeugungskosten wesentlich höher. Grund ist die CO₂-Abgabe, die in der Referenzentwicklung erhoben wird. Im Vergleich zur Variante Energiegesetz betragen die Kostenunterschiede bis zu rd. 25 % (jeweils ohne CO₂-Neutralisierung). Für die Durchschnittskosten der gesamten heimischen Stromerzeugung bedeutet dies Erzeugungskostenaufschläge gegenüber den Referenzkosten von teilweise mehr als 3 Rp/kWh in 2020 (40 bis 50 %). Berücksichtigt man zusätzlich die Kosten der CO₂-Neutralisierung, ergeben sich im Vergleich zur Referenzentwicklung spezifische Kostenaufschläge von teilweise mehr als 4 Rp/kWh.

6. Auswirkungen alternativer Annahmensetzungen (Sensitivitätsrechnungen)

Für die Sensitivitätsrechnungen wurden vor allem solche Grössen und Parameter ausgewählt, die unsicher und umstritten sind oder die Ergebnisse wesentlich beeinflussen. Insgesamt wurden acht verschiedene Unsicherheitsbereiche als Anknüpfungspunkte für die Sensitivitätsrechnungen ausgesucht. Die Schätzung der Auswir-

kungen wurde in der Regel für die Stilllegungsvariante SoA und den Politikfall Energiegesetz durchgeführt. Kurz zusammengefasst ergeben sich folgende Ergebnisse:

- **Niedrigeres Wirtschaftswachstum:** Das durchschnittliche BIP-Wachstum liegt in der Sensitivität bei 0.9 % p.a. anstelle von 2.2 % zwischen 1998 und 2010 und 1.3 % p.a. zwischen 2010 und 2030. Durch die Stromverbrauchsminderungen reduzieren sich die Versorgungslücken und damit der Zubaubedarf an WKK-Anlagen. Gleichermassen verringert sich der CO₂-Neutralisierungsbedarf. Die Differenzkosten insgesamt liegen um 4.6 Mrd. Fr. (20 %) unter dem entsprechenden Referenzwert.
- **Höhere Weltmarktpreise für Energie:** Angenommen wird, dass der (reale) Weltmarktpreis für Rohöl auf dem Niveau von 30 USD/barrel verbleibt. Im Vergleich zum Basisfall liegen die Heizölpreise bis etwa 2015 um 40-50 %, die Erdgaspreise um 20-25 % höher, nach 2015 nimmt der Preiserhöhungseffekt ab.

Die höheren Brennstoffpreise führen zu Minderverbräuchen bei Brenn- und Treibstoffen, die Stromnachfrage wird kaum beeinflusst. Gegenüber dem Basisfall erhöhen sich die (volkswirtschaftlichen) Stromerzeugungskosten der WKK um durchschnittlich 1 Rp/kWh, bis 2015 mehr als 1 Rp/kWh, nach 2015 weniger. Da die WKK vor allem nach 2015 gebraucht werden, verteuert sich der WKK-Zubau gegenüber der Basisrechnung nicht sehr stark. Insgesamt liegen die Differenzkosten um 4.4 Mrd. Fr. (19 %) über dem Wert der Basisrechnung.

- Ergänzend zur Sensitivitätsrechnung höherer Energiepreise auf dem Weltmarkt wurde die **isolierte Veränderung der Erdgaspreise** untersucht. Zwei alternative Preisvarianten wurden unterstellt, zum einen real konstante Erdgaspreise, zum anderen eine Erhöhung im Vergleich zur Referenz um 25 %. Die Kostenwirkungen im Vergleich zur Basisrechnung liegen in der unteren Preisvariante bei –1.7 Mrd. Fr., in der oberen Preisvariante bei +3.5 Mrd. Fr.
- **Niedrigere KKW-Verfügbarkeit:** Angenommen wird eine durchschnittliche KKW-Auslastung von 7.000 h/a, die Vergleichswerte der Basisrechnung liegen bei 7.600 bzw. 7.400 h nach einer Betriebsdauer von 40 Jahren. Die Differenzkosten reduzieren sich um 3.3 Mrd. Fr.. Ursache hierfür sind die geringeren Versorgungslücken, der niedrigere WKK-Zubaubedarf, daneben sind die Kosten der CO₂-Neutralisierung geringer.
- **KKW-Nachrüstkosten:** In der Basisrechnung wurden die KKW-Nachrüstkosten auf 500 Fr./kW_{el} festgelegt. Für die Sensitivitätsrechnungen wurden alternative Kosten von 300 Fr./kW bzw. 1.000 Fr./kW angesetzt. Daraus ergeben sich Kosteneffekte von +0.7 Mrd. Fr. in der unteren und –1.7 Mrd. Fr. in der oberen Variante.

- **Forciertes Stromsparen:** Unterstellt wurde gegenüber der Basisannahme eine deutlich erhöhte Vollzugsrate der ordnungsrechtlichen Massnahmen, einen schnelleren Ersatz der ineffizienten Geräte und ein schnellerer Austausch der Elektroheizungen. Die Stromeinsparungen liegen dadurch im Durchschnitt 65 % höher als im Basisfall. Die Auswirkungen auf die Differenzkosten betragen insgesamt –0.7 Mrd. Fr.
- **Forcierter technischer Fortschritt:** Es wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffzellen-Technologie im Laufe des Untersuchungszeitraums den technischen und wirtschaftlichen Durchbruch schafft und die fossil-thermische WKK-Technologie im Laufe des Untersuchungszeitraums ablöst. Dadurch werden Stromerzeugungstechnologien verfügbar, die auch in kleinen Leistungseinheiten Strom zu konkurrenzfähigen Preisen produzieren können. Gegenüber den Kostenannahmen der Basisrechnung liegen die Durchschnittskosten des WKK-Ausbaus um 40 bis 50 % niedriger. Dies hat nachhaltige Auswirkungen auf die Differenzkosten, sie fallen um insgesamt fast 10 Mrd. Fr. (42 %) niedriger aus. Daneben ergeben sich auch positive Wirkungen auf die NO_x-Bilanz.
- **Zubau ungekoppelter GuD-Anlagen:** In der Moratoriumsinitiative M+(40) ist offen gelassen, wie die Angebotslücken gedeckt werden sollen. In den Basisrechnungen wurde wie für die SoA-Variante die WKK-Strategie unterstellt. In der Sensitivitätsrechnung wurden die Kosteneffekte einer GuD-Strategie untersucht. Als GuD-Anlagen werden Einheiten zwischen 50 und 400 MW_{el} zugrundegelegt, deren Gestehungskosten zwischen 5.2 und 7.2 Rp/kWh variieren, im Durchschnitt bei 5.8 Rp/kWh liegen. Die Kosten der Stromerzeugung fallen daher um 4.5 Mrd. Fr. geringer aus. Diese Minderkosten werden jedoch zu 2/3 durch den höheren CO₂-Neutralisierungsbedarf und durch höhere Netzkosten ausgeglichen: Die Gesamtkosten der GuD-Strategie liegen somit nur um insgesamt 1.4 Mrd. Fr. (13 %) niedriger als diejenigen der WKK-Strategie.

7. Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse

Aus den dargestellten Annahmen und Ergebnissen lassen sich zusammengefasst folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Eine dezentrale WKK-Strategie ist unter den gegebenen technischen und energetischen Bedingungen zum Ersatz ausfallender KKW-Stromerzeugung grundsätzlich möglich. Selbst bei einer beschleunigten Stilllegung der KKW-Kapazitäten entsprechend der SoA-Initiative sind die verfügbaren (wärmeseitigen) WKK-Potentiale ausreichend.

- Für sich allein genommen führt eine solche Strategie zu einer Verschlechterung der CO₂-Bilanz und macht damit die Erreichung der CO₂-Ziele gemäss CO₂-Gesetz schwieriger. Es sind jedoch energiepolitische Instrumente verfügbar, die eine Neutralisierung der CO₂-Wirkungen ermöglichen.
- Die WKK-Strategie hat Auswirkungen auf die NO_x-Emissionen: Eine Reduzierung der Mehremissionen im Vergleich zur Stromversorgung mit Kernenergie ist nur bei wesentlichen Verbesserungen des Emissionsverhaltens kleinerer WKK-Anlagen (z.B. Brennstoffzellen) zu erreichen.
- Die Realisierung einer umfassenden dezentralen WKK-Strategie erfordert beträchtliche Anstrengungen und bedarf eines spezifischen Instrumentariums (Quotierung und handelbare Zertifikate), für welches die praktischen Erfahrungen heute noch fehlen. Im Vergleich zu einer zentralen (ungekoppelten) GuD-Strategie ist die Zahl der zu installierenden Anlagen ungleich grösser, der erforderliche Kapazitätszubau daher auch organisatorisch schwieriger zu erreichen.
- Die Durchsetzung der WKK-Strategie ist mit beachtlichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Die Gesamtkosten hängen stark von der Geschwindigkeit der KKW-Stilllegung ab: Im Falle eines zügigen Ausstiegs (SoA) betragen sie für den Zeitraum 2004-2030 23 Mrd. Fr. (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung) bzw. 27 Mrd. Fr. mit CO₂-Zielerreichung. Betrachtet man überschlägig den Zeitraum bis 2045, wo das letzte KKW im Referenzfall vom Netz geht, dann liegen die Kosten je nach Politik- und Stilllegungsvariante um gut 9 bis 13 Mrd. Fr. höher. Bei einer KKW-Betriebsdauer von 40 Jahren (M+(40)) sind die Kosten insgesamt um etwa die Hälfte niedriger. Diese Stilllegungskosten können als Preis zur Vermeidung der KKW-Risiken während ihrer Restbetriebsdauer interpretiert werden.
- Eine zentrale (ungekoppelte) GuD-Strategie ist nur dann signifikant kostengünstiger, wenn auf die Forderung der CO₂-Neutralisierung verzichtet wird. Die CO₂-Kompensation ebnet die Kostenunterschiede zwischen einer dezentralen und zentralen Strategie weitgehend ein. Im Falle stärker steigender Brennstoffpreise gleichen sich die Kosten der beiden Optionen immer mehr an.
- Wesentliche Unsicherheiten der Szenarienrechnungen liegen vor allem in der Einschätzung der längerfristigen Entwicklung der Brennstoffpreise, in der Bewertung des künftigen technischen Fortschritts und in den Auswirkungen des liberalisierten Strommarktes. Der technisch wirtschaftliche Durchbruch der Brennstoffzellentechnik würde die Bedingungen für eine dezentrale Strategie deutlich verbessern und eine wesentliche Senkung der Stilllegungskosten erwarten lassen. Die Bedeutung der erneuerbaren Energieträger bleibt in der Gesamtstrategie von untergeordneter Bedeutung, solange nicht weitere nachhaltige Verbesserungen in der Konkurrenzfähigkeit erzielt werden.

Abbildung K-1: Stromangebotslücken nach Ausstiegsvarianten, Winterhalbjahr

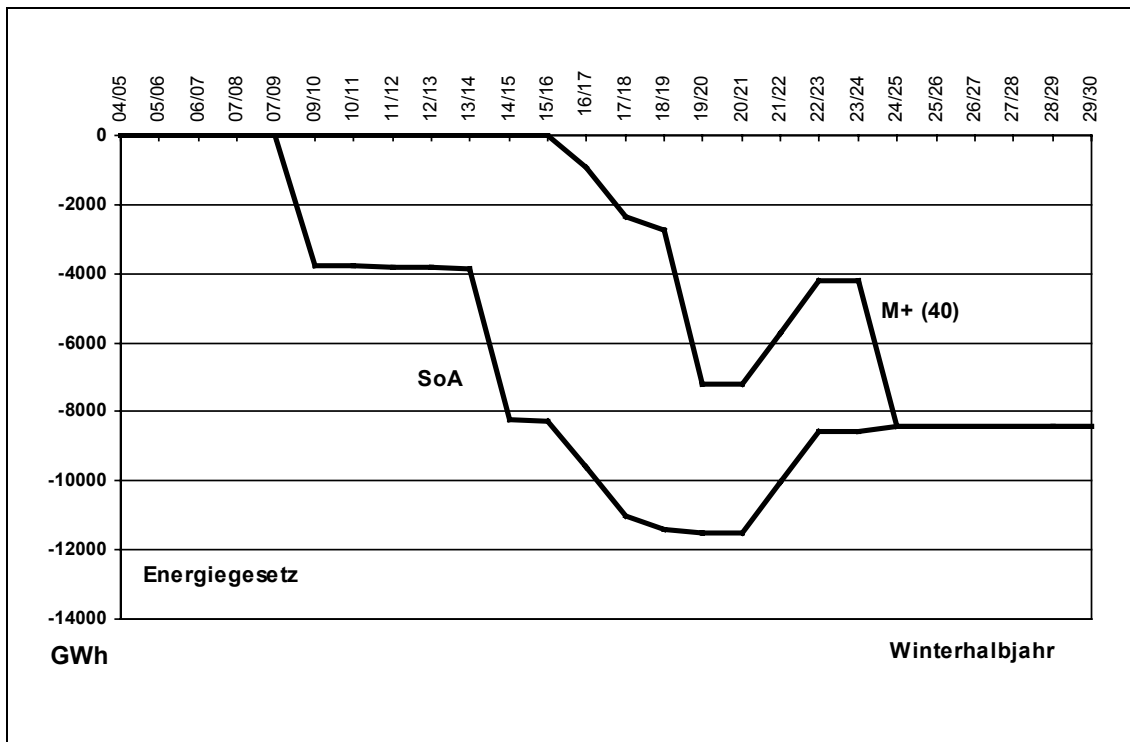


Abbildung K-2: Perspektiven der Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten, Winterhalbjahr

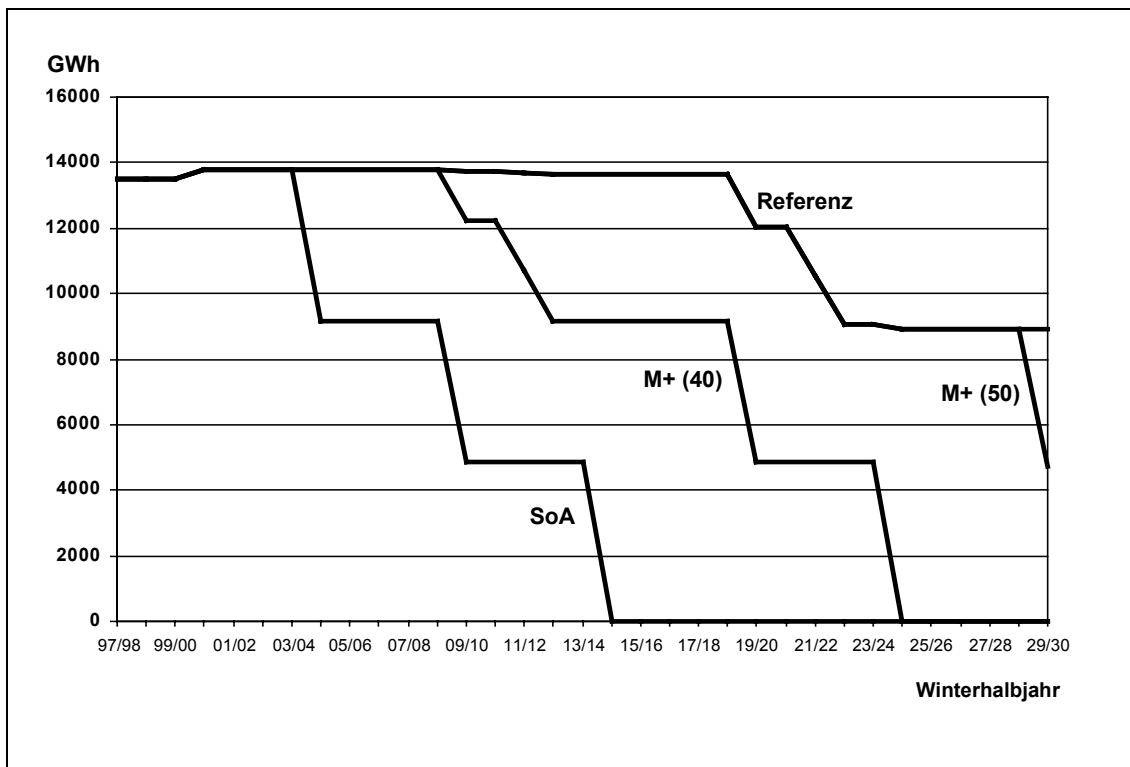


Abbildung K-3: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz: Referenz

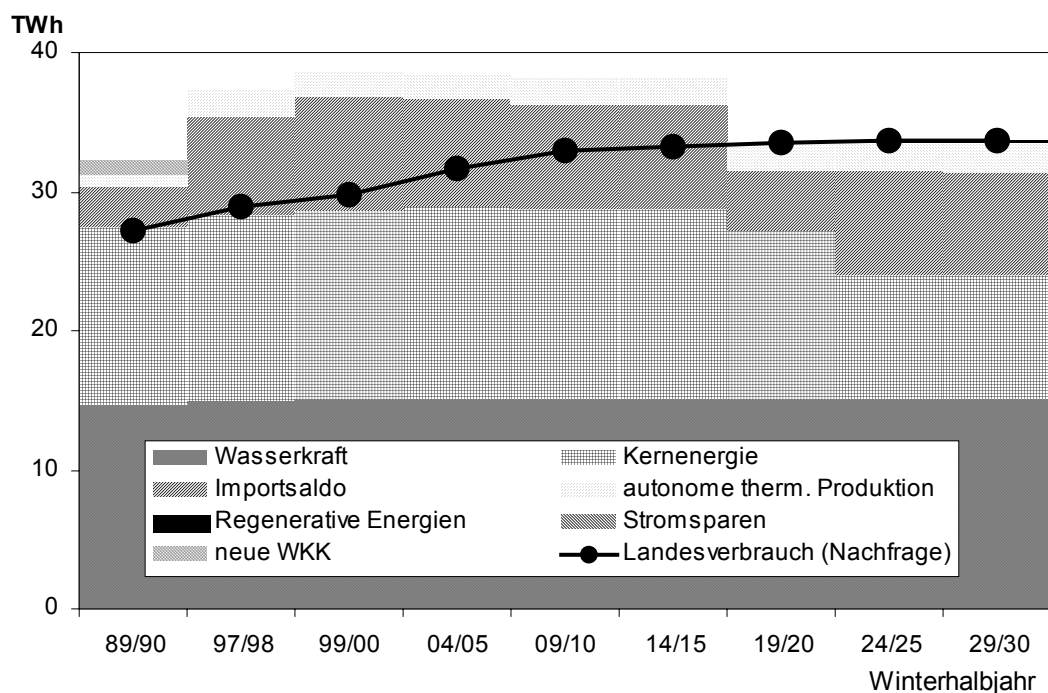


Abbildung K-4: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung: Lebensdauer 50 Jahre (M+(50))

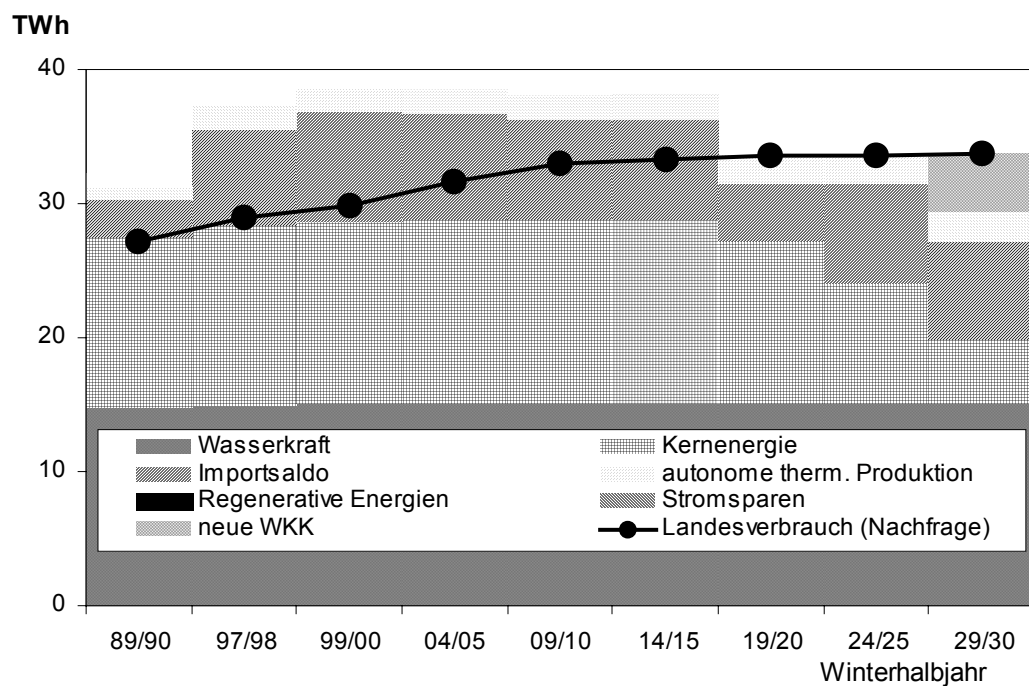


Abbildung K-5: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung: Lebensdauer 40 Jahre (M+ (40))

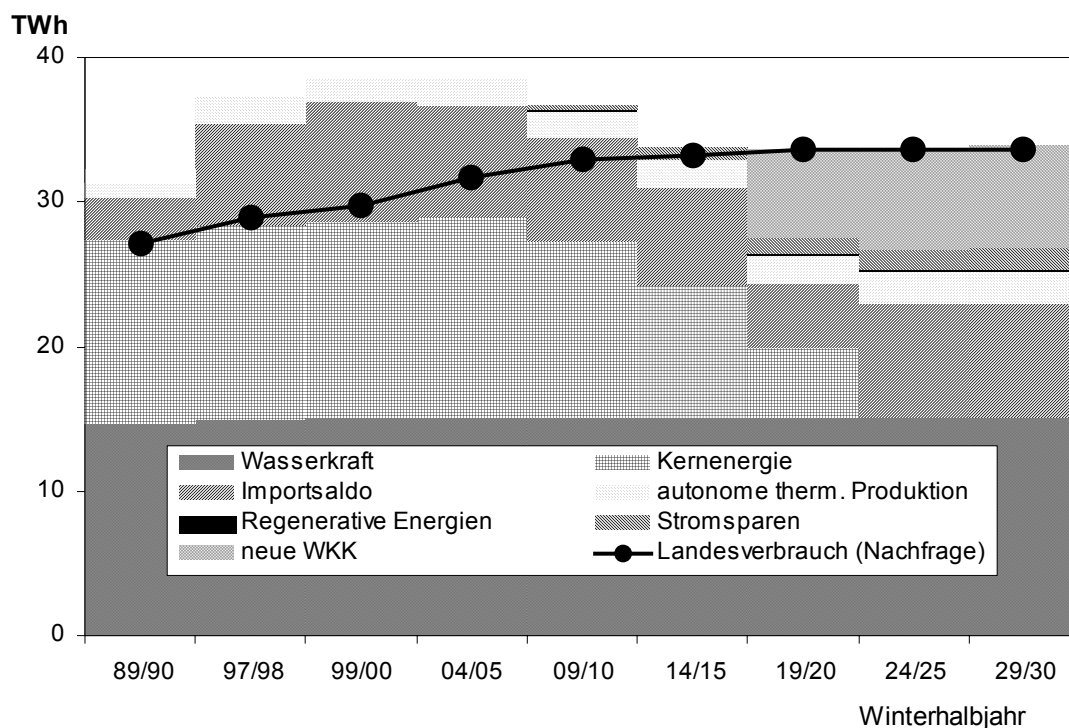


Abbildung K-6: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)

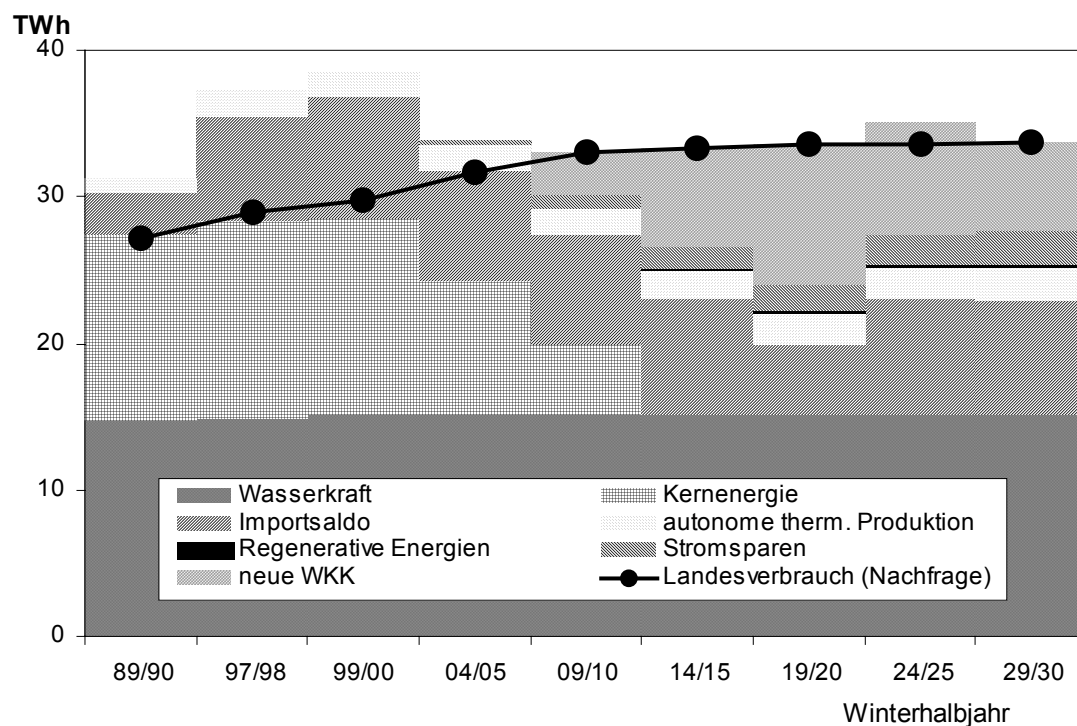


Abbildung K-7: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung mit CO₂-Zielerreichung: Lebensdauer 40 Jahre (M+(40))

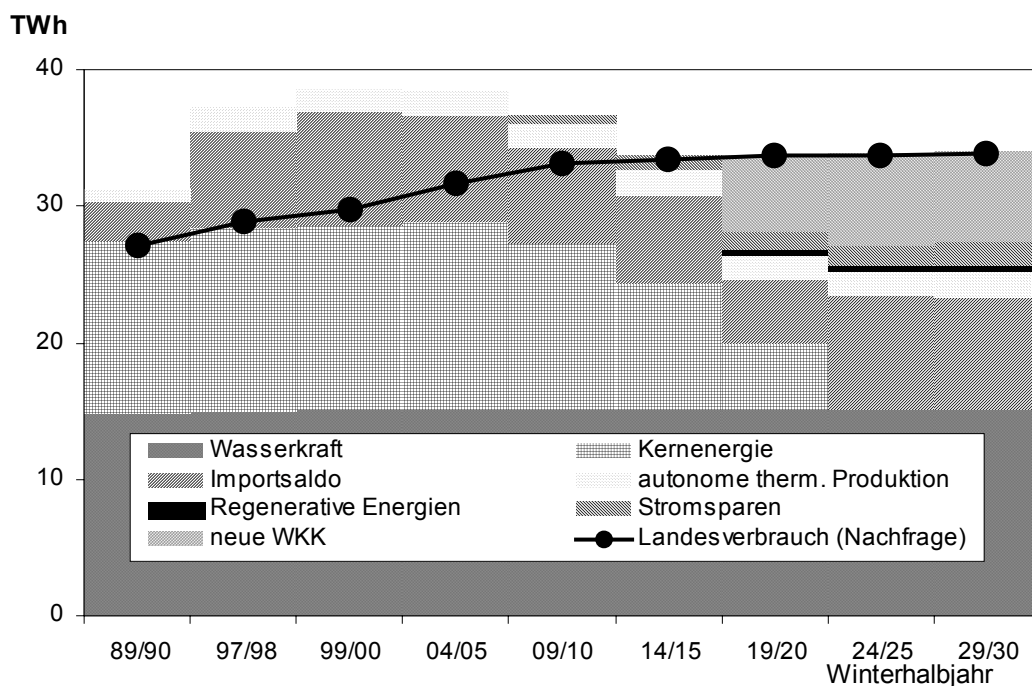


Abbildung K-8: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung mit CO₂-Zielerreichung: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)

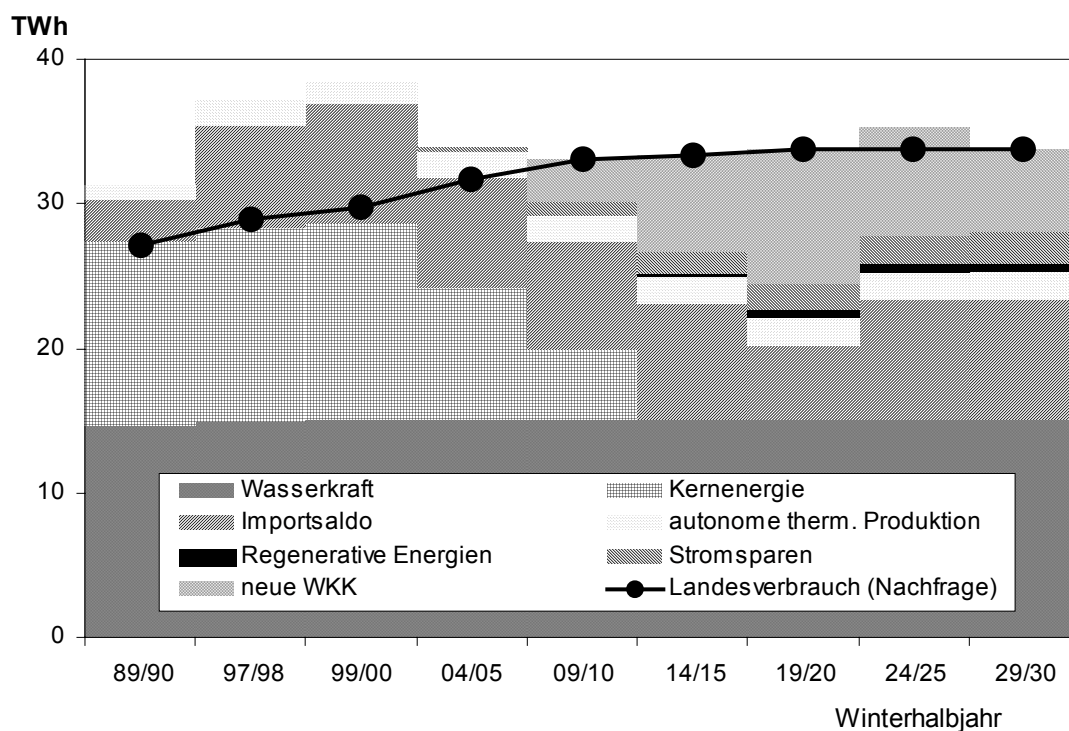
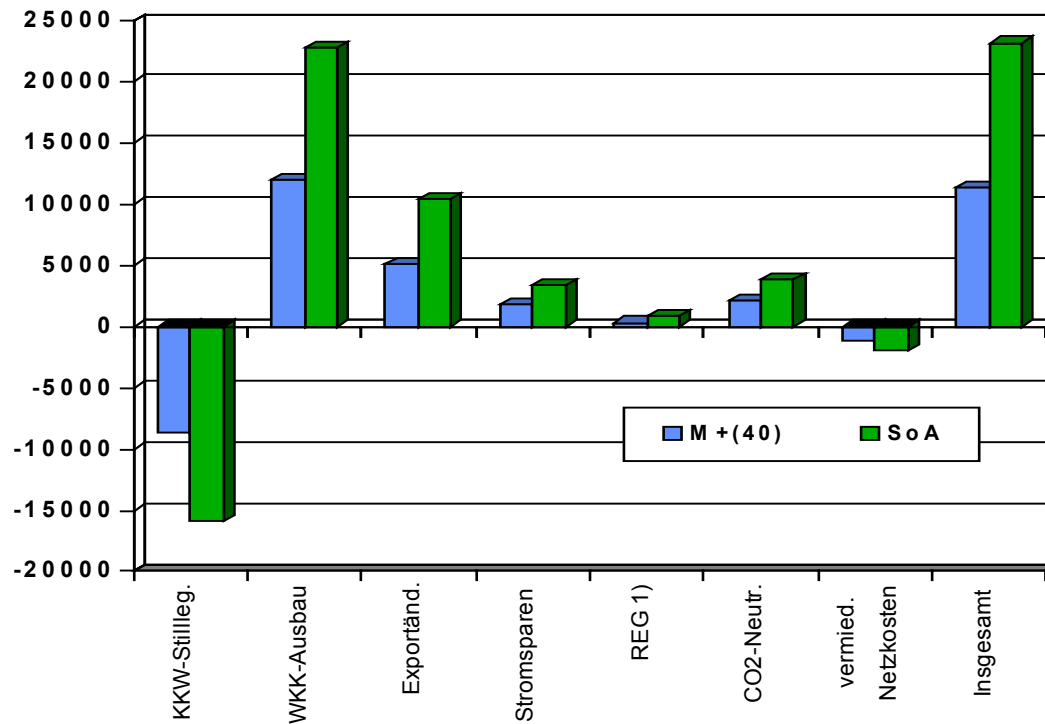


Abbildung K-9: Differenzkosten nach Komponenten
(Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), in Mio Fr.



1) Regenerative Energieträger

Scénarios pour les initiatives "Sortir du nucléaire" et "Moratoire-plus"

Résumé

1. Mandat et analyse

Les deux initiatives populaires „Sortir du nucléaire“ et „Moratoire-plus“ ont été déposées en septembre 1999. La première (SdN) vise la désaffectation progressive, mais assez rapide des centrales nucléaires en Suisse; en cas d'acceptation, la mise hors service aurait lieu après deux ans pour les centrales les plus anciennes (Beznau 1+2, Mühleberg) et après 30 ans de fonctionnement pour les centrales de Gösgen et de Leibstadt. La seconde (M+) autorise une durée d'exploitation de 40 ans pour chaque centrale, avec possibilité de prolonger ce délai de 10 ans au maximum, sauf référendum contraire.

La question fondamentale est de savoir **quels sont les effets de ces deux initiatives, tant sur le plan énergétique que financier**. Elle s'articule autour de plusieurs éléments: comment combler la brèche créée du côté de l'offre par l'arrêt du nucléaire, quelles mesures prendre tant du côté de l'offre que de la demande, quel secours attendre des techniques de cogénération? Les effets résultant de l'abandon du nucléaire sont en outre appréciés à la lumière des options retenues en politique énergétique, la loi sur l'énergie et la loi sur le CO₂. Une des conditions essentielles est que l'augmentation des émissions de CO₂ imputables à la cogénération et à l'électricité d'origine thermique-fossile soit compensée par de nouvelles économies d'énergie (effet neutre sur les émissions de CO₂). On étudiera en outre comment réduire ces émissions conformément à la loi sur le CO₂ (objectif CO₂).

Les projections se rapportent essentiellement à la période 2004-2030. Les effets des conditions-cadres incertaines ou sujettes à contestation ont été évalués par calcul de sensibilité. L'étude et l'élaboration du présent rapport ont été suivies de près par un groupe de travail placé sous la direction de l'OFEN.

Du point de vue du **principe méthodologique**, cette étude compare les effets des deux initiatives à un scénario de référence correspondant au maintien du nucléaire existant pendant 50 à 60 ans. Sur le plan énergétique, les effets liés à l'abandon du nucléaire dépendent de trois éléments, à savoir: l'évaluation de la brèche (hypothétique) du côté de l'offre, les stratégies palliatives et la garantie d'un effet neutre sur les émissions de CO₂.

De ces effets énergétiques dépendent enfin les **effets financiers**. Ceux-ci sont également appréciés sur la base d'une analyse différentielle, c'est-à-dire en comparant les surcoûts et les économies liés à l'abandon du nucléaire.

2. Approvisionnement en électricité: brèche et remèdes politiques

Du côté de l'offre, l'arrêt des centrales nucléaires engendre une brèche dont l'importance dépend de plusieurs facteurs: le potentiel de production des usines électriques suisses avec et sans nucléaire, le processus de désaffectation des centrales nucléaires, les importations et exportations d'électricité et l'évolution de la consommation d'électricité. La présente étude compare les scénarios et options politiques suivants: scénario de référence 50/60, M+ (50), M+ (40), SdN, LEn, loi sur le CO₂ (taxe d'incitation). Le graphique K-1 illustre l'évolution de la brèche au semestre d'hiver pour les deux scénarios SdN et M+ (40) (**option politique: loi sur l'énergie**). Cette comparaison se fonde sur les hypothèses suivantes, compte tenu du **scénario de référence 50/60**:

- Dans le cas du scénario de référence, **la production d'électricité d'origine nucléaire** totalise 24 TWh jusqu'en 2019. Suite à l'arrêt des réacteurs les plus anciens (Beznau I et II ainsi que Mühleberg) après 50 ans d'exploitation, elle est ramenée à 15,7 TWh jusqu'en 2025 et ne se modifie plus jusqu'en 2030. Au semestre d'hiver, les chiffres correspondants sont de 13,6 TWh jusqu'en 2019 et de 9,8 TWh jusqu'en 2025.
- **La production d'électricité d'origine hydraulique** est estimée (en moyenne) à 33,5 TWh. Malgré l'arrêt de l'usine de Vouvry, **l'électricité d'origine thermique** augmentera de 0,8 TWh pour atteindre 3,7 TWh. Quant aux **autres énergies renouvelables**, la croissance de la production est estimée à quelque 90 GWh par année jusqu'en 2030, dont 50 GWh au semestre d'hiver.
- Au chapitre des **importations et exportations d'électricité**, la présente étude ne considère que les droits de tirage et les accords de fourniture existants. Elle part du principe que leur renouvellement suit les clauses actuelles. Sur le plan des droits de tirage, l'hypothèse est la suivante: l'offre actuelle, qui s'élève à 10 TWh (semestre d'hiver 1998/99) comprend de nombreux contrats dont l'échéance intervient entre 2016 et 2020, de sorte que les droits de tirage se réduiront à 4,5 TWh au semestre d'hiver 2019/20. Déjà mentionné plus haut, l'arrêt des trois petites centrales nucléaires interviendra entre 2020 et 2023: l'étude admet donc une augmentation des droits de tirage jusqu'à concurrence de la **sécurité d'approvisionnement légalement prescrite de 50 %** par semestre d'hiver. Les droits de tirage augmenteront donc de 1,6 TWh pour 2020 et d'environ 4,5 TWh par semestre d'hiver pour 2025 ou 2030, selon le scénario. Sur le plan de la fourniture, les contrats se montent actuellement à environ 1,7 TWh par semestre d'hiver. Aucune modification notable n'est attendue jusqu'en 2030. L'arrêt de la centrale de Leibstadt réduirait le total des fournitures contractuelles à 1,1 TWh.

- La **demande d'électricité** dépend essentiellement du régime instauré par la loi sur l'énergie et de l'évolution économique présupposée. On admet ici que la consommation finale d'électricité augmentera d'environ 49 TWh, soit d'environ 15 % pour s'établir à 56,1 TWh entre 1998 et 2020. L'évolution sera ensuite beaucoup plus stable. Etant donné la diminution relative des pertes de transport et de distribution, la consommation nationale augmentera moins rapidement que la consommation finale.

Par rapport à la loi sur l'énergie, **l'introduction d'une taxe sur le CO₂ (option politique: loi sur le CO₂)** n'influence que marginalement l'offre et la demande d'électricité, tels que prévus par le **scénario de référence**. En voici brièvement les effets:

- La taxe sur le CO₂ sape durablement l'essor de l'électricité d'origine thermique-fossile, alors que la LEn en présuppose le développement en l'absence de la dite taxe. La production thermique d'électricité se concentre par conséquent avant tout sur les sources d'énergie exonérées de la taxe (usines d'incinération, STEP, gaz de décharge). Selon nos estimations, l'augmentation de la production thermique d'électricité est inférieure d'environ 10 % par rapport au scénario sans taxe sur le CO₂. (La taxe pourrait bien sûr ne s'appliquer que partiellement, voire pas du tout à la cogénération, pour des motifs de politique énergétique. Cette option n'est pas traitée ici.)
- A l'inverse, les énergies renouvelables (énergie éolienne, biomasse, énergie solaire) bénéficient d'une meilleure situation concurrentielle si la taxe sur le CO₂ est introduite. En conséquence, la production d'électricité d'origine renouvelable augmente par rapport au scénario de référence.
- La taxe sur le CO₂ influence la demande d'électricité sur le marché du chauffage, car l'électricité est ici en concurrence avec d'autres agents énergétiques. Une électricité meilleur marché pourrait engendrer des effets de substitution (par ex. en faveur des pompes à chaleur), lesquels sont estimés à 0,5 % de la consommation totale.
- L'augmentation des droits de tirage après 2020 est un peu plus accentuée que dans le cas de la loi sur l'énergie, et ce, à cause de la croissance moins grande de la production d'électricité thermique-fossile d'une part, et d'une légère augmentation de la consommation d'électricité d'autre part.

L'arrêt échelonné des centrales nucléaires diffère selon l'initiative considérée. Si l'initiative „Sortir du nucléaire“ est acceptée en 2002, les trois centrales les plus anciennes sont mises hors service en 2004 déjà et l'arrêt de la dernière centrale nucléaire intervient en 2014. Dans le cas du moratoire, ces délais sont prolongés de 10 ans. L'initiative M+ (40) prévoit l'abandon total du nucléaire en 2024/25. Quant à l'initiative M+ (50), elle ne se distingue du scénario de référence (prolongation du nucléaire pendant resp. 50 et 60 ans) qu'à partir de 2029/30 (cf. graphique K-2).

La brèche hypothétique résultant de l'abandon du nucléaire appelle des **remèdes politiques** touchant tant à la demande qu'à l'offre. Du côté de la demande, les mesures envisageables visent à réduire la consommation en rationalisant l'utilisation de l'électricité (économies) et en remplaçant l'électricité par d'autres agents énergétiques. Du côté de l'offre, les mesures envisageables consisteraient principalement à accroître la production d'électricité en recourant aux énergies renouvelables et à la production thermique-fossile. Quel que soit le scénario, des importations nettes sont possibles tous les deux hivers (en vertu de la sécurité d'approvisionnement de 50 %). L'ouverture du marché est ainsi prise en compte. Les initiateurs privilégient les mesures touchant à la demande et à l'augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable. L'électricité d'origine thermique-fossile ne doit intervenir qu'à titre subsidiaire. Au demeurant, l'initiative SdN n'autorise logiquement le développement de la production d'électricité thermique-fossile qu'en cas de récupération de la chaleur résiduelle par cogénération. Au contraire, les scénarios M+ (40) et M+ (50) n'exigent pas explicitement le recours à la cogénération, mais intègrent implicitement cette technologie dans leur calcul. Quant aux centrales à cycle combiné gaz/vapeur sans cogénération, les effets de ce nouveau type de production ont été évalués par calcul de sensibilité.

Tant la loi sur l'énergie que la loi sur le CO₂ ne prévoient aucune ressource financière supplémentaire pour les mesures d'encouragement. Les mesures touchant à la demande se concentrent dès lors sur les instruments juridiques de limitation incitative (valeurs cibles) ou contraignante (valeurs limites) touchant à la consommation des équipements électriques utilisés dans les ménages, les bureaux et l'artisanat. On admet en outre des restrictions à l'homologation des chauffages électriques à résistance. Les prescriptions relatives à la déclaration des produits interviennent également. Aucune mesure d'encouragement n'ayant été prévue au niveau politique, il n'est pas possible de forcer la croissance des pompes à chaleur nettement au-delà du taux d'augmentation déjà élevé qui a été retenu dans le scénario de référence. La marge de manœuvre est également très étroite en ce qui concerne le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable. On peut imaginer l'introduction d'une certification et de quotas pour cette électricité. Ce double instrument offre des avantages au niveau du commerce extérieur et contribue à la mise en valeur de toutes les ressources utilisables pour la cogénération. Les quotas applicables aux énergies renouvelables sont par ailleurs intégrés dans le régime des quotas pour l'électricité obtenue par cogénération.

Les valeurs limites de consommation sont abaissées afin de réduire la consommation électrique de l'électroménager (−31 % dans le scénario SdN, −24 % dans le scénario M+ pour les nouveaux appareils). Le recul du chauffage à l'électricité est compensé par le recours au mazout, au gaz naturel et aux pompes à chaleur. Selon le degré d'efficacité admis pour ces mesures, les économies d'électricité varient entre 2 et 6 %. Les effets de mesures encore plus sévères ont également fait l'objet d'une analyse de sensibilité.

3. Développement de la cogénération

Dans l'optique des initiants, la brèche qui subsiste après intervention sur la demande et après développement des sources d'électricité renouvelables constitue la variable du système et doit être comblée par le recours à la cogénération (production thermique-fossile d'électricité avec récupération de chaleur). L'étude retient les catégories d'installation suivantes:

- mini-centrales de cogénération (aussi "centrales à énergie totale équipées CETE"): d'une puissance électrique allant de 5 à 14 KW_{el} et d'une puissance thermique allant de 40 à environ 100 KW_{th}, elles fournissent au total 90 PJ de chaleur utile;
- centrales de cogénération d'immeuble: d'une puissance électrique allant de 20 à 450 KW_{el} et d'une puissance thermique allant d'environ 140 à plus de 2 MW, elles fournissent au total 61 PJ d'énergie thermique;
- centrales de cogénération de quartier: d'une puissance électrique allant de 240 à 600 KW_{el} et d'une puissance thermique allant d'environ 1,2 MW_{th} à 2,6 MW_{th}, elles fournissent au total environ 14 PJ d'énergie thermique;
- centrales de cogénération d'immeubles réservés à l'artisanat, à l'industrie et pour le secteur tertiaire: d'une puissance allant de 450 à 3000 KW_{el}, elles fournissent environ 20 PJ d'énergie thermique (dont près de 13 PJ pour l'industrie);
- centrales de cogénération industrielles avec turbines à gaz, d'une puissance électrique allant de 2 à 6 MW_{el} et d'une puissance thermique allant d'environ 8 à 20 MW_{th}, elles fournissent 5 PJ d'énergie thermique pour les procédés industriels;
- centrales à cycle combiné gaz/vapeur pour le chauffage à distance: d'une puissance électrique allant de 20 à 60 MW_{el} et d'une puissance thermique allant de presque 60 à 110 MW_{th}, elles fournissent un peu plus de 7 PJ d'énergie utile.

Au bilan, la cogénération est susceptible de fournir en 2010 quelque 200 PJ d'énergie utile pour les ménages, les bureaux, le secteur tertiaire, l'artisanat et l'industrie. En admettant que toutes les ressources de cogénération soient exploitées, la puissance thermique de toutes les installations de chauffage converties à la cogénération atteint près de 26 GW_{th} dont environ 8,0 GW_{th} (31 %) proviennent de centrales de cogénération. La puissance électrique disponible par cogénération se monte alors à 4294 MW_{el}. La production d'électricité par cogénération équivaut à 21,2 TWh_{el}, dont 16,3 TWh pendant le semestre d'hiver. La brèche maximale étant

de 11,5 TWh en hiver, la cogénération présente manifestement un potentiel suffisant pour la combler. Vu nos hypothèses sur la taille des centrales de cogénération, l'exploitation de toutes les ressources possibles présuppose la production et l'installation de quelque 260 000 installations, dont 88 % appartenant à la catégorie de puissance électrique inférieure à 20 KW_{el}.

Etant donné le contexte énergétique actuel, l'introduction de quotas pour l'électricité produite par cogénération paraît être l'instrument le plus approprié pour parvenir à **exploiter toutes les ressources de la cogénération**. Par rapport à d'autres instruments (subventionnement, rétribution des injections sur le réseau, bonus, etc.), un tel régime accroît en effet les chances d'atteindre les objectifs quantitatifs prescrits (soit, ici, le développement de la cogénération jusqu'à la taille nécessaire). Le principe des quotas consiste à fixer légalement l'obligation d'acheter une certaine quantité d'électricité produite par cogénération. L'électricité produite de manière écologique est prise en compte dans le régime des quotas. Outre les quotas, des titres négociables sont délivrés en fonction de la quantité d'électricité produite par cogénération ou d'origine renouvelable. Cette réglementation permet à la technologie de cogénération la plus rentable de s'imposer pour combler la brèche subsistant du côté de l'offre.

Selon l'option politique et le scénario retenu pour l'abandon du nucléaire, les divers éléments examinés ci-dessus contribuent pour une part variable à combler la brèche résultant de l'arrêt du nucléaire (cf. aussi graphiques K-3 à K-8):

- Dans le cas de l'initiative SdN (option politique: loi sur l'énergie), la brèche avoisine les 3,7 TWh durant l'hiver 2010 déjà. Les mesures correctrices (économies d'énergie, construction de nouvelles centrales de cogénération) doivent donc être mises en œuvre en temps voulu. En 2020, la brèche atteint 11,5 TWh durant le semestre d'hiver. Pour la combler, il faut réaliser des économies d'électricité de l'ordre de 1,8 TWh et accroître les capacités de production par cogénération de l'ordre de 9,5 TWh (soit près de 60 % des ressources de la cogénération). La part des énergies renouvelables atteint dans ce cas 0,2 TWh (graphique K-6).
- Dans le cas du moratoire (exploitation du nucléaire pendant 40 ans encore), la brèche n'apparaît qu'à partir du semestre d'hiver 2020 et atteint 7,2 TWh. Il y a davantage de temps à disposition pour prendre les mesures qui s'imposent. Les économies d'électricité ne dépassent pas 1,1 TWh et sont donc inférieures à l'effet obtenu dans le scénario SdN. La production d'électricité par cogénération atteint près de 6 TWh. En 2030, elle doit être portée à 7 TWh. Quant aux énergies renouvelables, elles jouent ici un rôle marginal (graphique K-5).
- Dans le cas de la taxe sur le CO₂ (option politique: loi sur le CO₂), il n'y a guère de changement par rapport au scénario «loi sur l'énergie sans taxe sur le

CO₂». Les économies d'électricité sont à peu près équivalentes. La production d'électricité imputable aux nouvelles centrales de cogénération n'offre aucune différence déterminante. Les différences les plus marquées apparaissent au niveau de la production d'électricité d'origine renouvelable, laquelle atteint 0,5 TWh par le truchement de la taxe sur le CO₂, contre 0,2 TWh dans le scénario SdN (graphique K-8).

4. Effets climatiques: neutralisation et réduction des émissions de CO₂ conformément à la loi sur le CO₂

Du côté de l'offre, le développement de nouvelles capacités de cogénération thermique-fossile engendre une augmentation des émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence (utilisation prolongée du nucléaire), puisque l'électricité produite sans émissions de CO₂ est remplacée par du courant produit avec de telles émissions. Du côté de la demande, des mesures telles que le remplacement des chauffages à l'électricité ou le recours accru aux pompes à chaleur ont également des effets sur les émissions de CO₂. Au bilan, l'effet net de ces différentes mesures correspond aux émissions supplémentaires de CO₂ qu'il faut éliminer pour garantir la neutralité des mesures prises par rapport aux émissions de CO₂. Dans le scénario SdN, les émissions supplémentaires de CO₂ atteignent 3,1 millions t en 2020 et se stabilisent ensuite vers 2,1 millions t. Dans le scénario M+ (40), les émissions supplémentaires de CO₂ se situent entre 1,9 et 2,2 millions t (compte tenu de la délimitation de la loi sur le CO₂, les émissions de CO₂ atteignent actuellement quelque 41 millions t/a).

La taxe sur le CO₂, qui vise à neutraliser les émissions supplémentaires de CO₂, engendre divers effets: elle péjore la compétitivité de l'électricité d'origine thermique-fossile, améliore les chances de l'électricité propre, induit des effets d'économies et de substitution au niveau des combustibles, influe sur les chances de l'électricité sur le marché de la chaleur. Elle modifie ainsi la nature et l'ampleur de la brèche du côté de l'offre. Si on combine l'option politique „loi sur l'énergie“ et le scénario SdN, il faudra soumettre aussi bien les combustibles que les carburants à une taxe maximale de 80 Fr./t CO₂; cette taxe n'est guère moins élevée si on retient le scénario M+ (40).

En comparaison avec l'option politique «loi sur l'énergie», l'option «loi sur le CO₂» induit une nette différenciation entre les combustibles et les carburants en ce qui concerne les taxes de neutralisation. Cette situation s'explique par le fait que, dans le scénario de référence (utilisation prolongée du nucléaire), les carburants sont déjà soumis à une taxe sur le CO₂ allant jusqu'à 160 Fr./t CO₂ à cause des objectifs de réduction en la matière. Etant donné le plafonnement de la taxe sur le CO₂ à 210 Fr./t CO₂, la taxe de neutralisation est limitée à 50 Fr./t CO₂. Pour ce qui est des combustibles, la taxe de réduction avoisine les 100 Fr./t CO₂ et la taxe de

neutralisation se situe vers 110 Fr./t CO₂, soit de nouveau 210 Fr./t CO₂ au total. Le plafonnement fixé par la loi à 210 Fr./t CO₂ sur les combustibles comme sur les carburants permet donc tout juste d'atteindre les objectifs de réduction de CO₂ et d'en compenser les émissions supplémentaires imputables à la production d'électricité par cogénération.

La cogénération est une stratégie dont les effets ne touchent pas seulement les émissions de CO₂, mais aussi les celles de **NOx**. En effet, les centrales de cogénération entraînées par moteur ont des facteurs spécifiques d'émissions NOx supérieurs aux chauffages (et à toute la chaîne de production d'électricité) auxquels elles se substituent. Outre l'impact de la cogénération sur les émissions (consommation de combustibles, bonus sur les économies de combustibles de chauffage), il faut aussi tenir compte ici des effets de la neutralisation sur les émissions de NOx. Dans le scénario SdN, les émissions de NOx d'ici à 2020 augmentent d'environ 11 000 t d'oxyde d'azote pour l'option «loi sur l'énergie», et de 10 600 t pour l'option «loi sur le CO₂», soit presque autant. Cette augmentation correspond à environ 9 % des émissions actuelles (118 000 t). La généralisation des piles à combustibles a également fait l'objet d'une analyse de sensibilité pour en déterminer l'influence sur les effets de la cogénération.

5. Coûts inhérents à l'abandon du nucléaire

Les coûts liés à l'abandon du nucléaire sont les coûts différentiels par rapport à ceux liés à l'utilisation prolongée de l'énergie nucléaire (scénario de référence). Par analogie aux effets analysés sur le plan énergétique, l'étude distingue les coûts par nature suivants:

- démantèlement des centrales nucléaires: économies sur tous les facteurs de coûts considérés comme variables jusqu'à la fin de la période examinée;
- développement de la cogénération: coûts supplémentaires liés au développement des installations de cogénération nécessaires pour combler la brèche (frais financiers, frais d'exploitation et frais de combustibles);
- économies d'électricité: coûts supplémentaires occasionnés par les économies d'électricité imposées au moyen d'instruments juridiques;
- développement de la production d'électricité d'origine renouvelable: coûts supplémentaires liés au développement de la production d'électricité d'origine renouvelable (frais financiers, frais d'exploitation et frais de combustibles);

- exportations d'électricité:¹ la sécurité d'approvisionnement étant réduite à 50 % (dans le scénario de référence, l'utilisation prolongée de l'énergie nucléaire permet de la maintenir à plus de 90 %), les exportations d'électricité et donc les recettes correspondantes sont inférieures par rapport au scénario de référence (manque à gagner);
- la compensation des émissions supplémentaires de CO₂ nécessite des mesures d'économie et de substitution qui occasionnent des coûts supplémentaires;
- coûts de distribution: les installations de cogénération décentralisées injectent en général le surplus d'électricité dans le réseau à tension moyenne (il pourrait en résulter des coûts moindres au niveau du réseau à haute tension).

Du point de vue quantitatif, les **coûts spécifiques imputables à l'abandon du nucléaire** dépendent de la variabilité des catégories de coûts par nature. Les coûts d'exploitation et les coûts pour l'approvisionnement en combustible dépendent entièrement de la durée d'utilisation de l'énergie nucléaire: plus l'abandon du nucléaire intervient tôt, plus ces coûts spécifiques diminuent. Au niveau des coûts financiers, seuls les investissements opérés après le début de la période considérées sont variables. Les autres coûts financiers, y compris la constitution du Fonds pour la désaffectation d'installations nucléaires, ne sont pas variables. Les coûts de démantèlement comportent également des facteurs variables (1,75 milliard Fr. pour une prolongation de l'exploitation pendant 10 ans, 1,3 milliard pour l'écourtement de la durée d'exploitation de 40 à 30 ans). Les coûts différentiels liés à l'abandon du nucléaire varient nettement selon le scénario. Dans le cas M+ (50), les différences de coûts sont minimales parce que seule la centrale de Gösgen serait touchée durant la période considérée et, qui plus est, seulement à partir de 2030. Les économies cumulées atteignent en revanche 8,7 milliards Fr. dans le scénario M+ (40), et tout juste 16 milliards Fr. dans le scénario SdN. Ces différences de coûts sont les mêmes pour les deux options politiques «loi sur l'énergie» et «loi sur le CO₂».

Les coûts liés au **développement de la cogénération** augmentent de manière surproportionnelle parce que les coûts marginaux s'accroissent à mesure que les ressources de cogénération sont exploitées. L'électricité la meilleur marché (allant jusqu'à moins de 6 ct./kWh) provient actuellement des grandes centrales à cycle combiné gaz/vapeur intégrées dans des réseaux de chauffage à distance déjà existants. Les centrales de cogénération industrielles à turbines à gaz et les grandes centrales de cogénération ont des coûts de production spécifiques inférieurs – parfois même très nettement – à la limite des 10 centimes. Pour les installations de

¹ Les initiatives ne prévoient en revanche aucune modification au niveau des importations d'électricité. De moindre importance, les importations d'électricité d'origine éolienne sont intégrées dans la stratégie tablant sur le recours à la cogénération.

cogénération de taille moyenne, ces coûts varient entre 10 et 13 ct./kWh. Plus les installations diminuent de taille, plus les coûts de production augmentent nettement. Dans la catégorie des moins de 10 KW_{el}, les coûts de production dépassent les 20 ct./kWh. L'extrapolation repose sur l'hypothèse d'un progrès technique modéré dans la technologie de la cogénération. En termes concrets, les coûts de production de l'électricité (sans tenir compte de l'augmentation du prix des combustibles) doivent baisser de 25 à 30 % jusqu'en 2030 pour les centrales de cogénération de petite taille, et de 15 à 25 % pour les centrales de taille moyenne. Quant aux centrales à turbine à gaz et des centrales à cycle combiné gaz/vapeur, rien ne permet de présager une compression supplémentaire des coûts de production.

Etant donné ces hypothèses, les coûts cumulés pour le développement de la cogénération sont pratiquement deux fois plus élevés pour le scénario SdN que pour le scénario M+ (40). Dans le scénario SdN, ils se montent à près de 23 milliards pour l'option politique „loi sur l'énergie“ et sont légèrement inférieurs pour l'option politique „loi sur le CO₂“, soit 22 milliards Fr.

Les différences de coûts cumulées pour les **mesures d'économie d'électricité** susmentionnées se situent entre 1,8 et 3,5 milliards Fr., selon le scénario et l'option politique. Ces coûts supplémentaires sont nettement moins importants dans le cas du scénario M+ (40) que dans le scénario SdN.

Les **coûts de la production d'électricité de source renouvelable** dépendent essentiellement de la part de celle-ci dans la stratégie globale. Quelle que soit l'option politique (loi sur l'énergie et loi sur le CO₂), aucun moyen financier supplémentaire n'est prévu pour promouvoir la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Cette production est donc intégrée dans le régime des quotas au moyen de titres commercialisables. Plus le prix du certificat augmente, plus il y a de chances que l'électricité propre soit utilisée pour combler la brèche. En conséquence, les prix de cette électricité varient considérablement selon l'option politique. Cette situation s'explique par deux causes dont les effets se renforcent. D'une part, ces différences de prix reflètent la diversité des technologies de conversion des énergies renouvelables en électricité. D'autre part, les taxes (y compris la taxe de neutralisation) plus ou moins élevées selon l'option politique contribuent à augmenter la part relative de l'électricité d'origine renouvelable. Le corollaire est que la production d'électricité coûte davantage. Compte tenu du scénario SdN, les coûts liés au développement de la production d'électricité d'origine renouvelable se montent à 860 millions Fr. pour l'option „loi sur l'énergie“, et à 2,6 milliards Fr. pour l'option «loi sur le CO₂».

La baisse des **exportations d'électricité** et des recettes correspondantes constitue un autre facteur à ne pas négliger. Par rapport au scénario de référence, l'abandon du nucléaire entraîne une baisse considérable des exportations d'électricité. Celles-ci sont évaluées sur la base des prix moyens à l'exportation d'électricité en charge de base à très haute tension. Ce prix est évalué sur le long terme à 5,5 ct./kWh. La

baisse cumulée des exportations se situe entre 5 et 10 milliards Fr. selon le scénario retenu pour l'abandon du nucléaire.

Les centrales de cogénération injectent en général leur surplus d'électricité dans les réseaux à moyenne et à basse tension. On peut dès lors se demander si, compte tenu de la décharge des lignes à très haute tension et des modifications éventuelles dans la structure et le tracé du réseau de distribution, les **coûts liés au réseau** à très haute tension n'en seraient pas allégés. Pour l'heure, cette question reste ouverte. Selon les estimations, les coûts pour le transport de l'électricité jusqu'au réseau à tension moyenne se situent entre 2 et 2,5 ct./kWh. L'étude retient l'hypothèse que la cogénération permet d'économiser 1 ct./kWh sur les coûts de réseau. Les économies cumulées sur l'ensemble de la période considérée se situent entre 600 millions Fr. au minimum et 2 milliards Fr. au maximum.

La neutralisation des émissions de CO₂ fait partie intégrante de la stratégie de démantèlement. La taxe de compensation sur les émissions de CO₂ déclenche de nombreuses adaptations du côté de la demande. Celles-ci sont liées à des **coûts de neutralisation** à mettre sur le compte des scénarios de désaffectation du nucléaire. Les différences aussi bien entre les scénarios de démantèlement qu'entre les options politiques sont significatives. Les coûts de neutralisation varient entre 2,1 et 5,1 milliards Fr.

Le graphique K-9 illustre les coûts différentiels globaux, ventilés par nature, résultant de l'arrêt du nucléaire. Les coûts différentiels totalisent 23,1 milliards Fr. pour le scénario SdN et 11,4 milliards Fr. pour le scénario M+ (40).

Par rapport à la loi sur l'énergie, l'option „loi sur le CO₂„ entraîne des coûts supplémentaires de 2,8 milliards Fr. (env. 12 %) pour le scénario SdN, et de 0,9 milliard Fr. (env. 8 %) pour le scénario M+ (40). Ces coûts sont imputables à l'augmentation des charges liées à la réduction des émissions de CO₂, et au recours accru à l'électricité d'origine renouvelable du fait de la taxe sur le CO₂.

Les scénarios de démantèlement ont des **effets sur les coûts de production** et, partant, sur les prix de l'électricité. Le développement de la cogénération et de l'électricité d'origine renouvelable induit une augmentation générale des prix à la production. En outre, la taxe de neutralisation sur les émissions de CO₂ renchérit encore le combustible utilisé pour la cogénération. L'étude tient compte des aspects suivants:

- Dans le scénario de référence (utilisation prolongée du nucléaire), le coût de production moyen avoisine 6 ct./kWh. Durant la période considérée, ces coûts augmentent en moyenne de 2 à 3 ct./kWh dans le scénario SdN avec neutralisation des émissions de CO₂, et de 1 à 2 ct./kWh dans le scénario M+ (40).
- Dans l'option «loi sur le CO₂», les coûts de production par cogénération sont nettement plus élevés à cause de la taxe, qui est prélevée dans le scénario de

référence. En comparaison avec l'option «loi sur l'énergie», les différences de coûts vont jusqu'à environ 25% (sans tenir compte de la neutralisation des émissions de CO₂). La moyenne des coûts pour l'ensemble de la production indigène d'électricité est majorée de 3 ct./kWh, voire plus en 2020 (soit 40 à 50 % d'augmentation). Si on tient compte des coûts liés à la neutralisation des émissions de CO₂, la majoration spécifique des prix de l'électricité atteint 4 ct./kWh et plus.

6. Sensibilité des résultats

Les calculs de sensibilité s'appuient essentiellement sur les grandeurs et les paramètres incertains ou contestés ainsi que sur les facteurs d'importance prépondérante pour les résultats. L'étude retient au total huit zones d'incertitude pour les calculs de sensibilité. L'évaluation de ces effets a été effectuée en règle générale pour le scénario SdN et pour le modèle „loi sur l'énergie“. En bref, ces calculs de sensibilité donnent les résultats suivants:

- **Croissance économique faible:** le calcul de sensibilité retient une augmentation moyenne du PIB de 0,9 % p.a. au lieu de 2,2 % entre 1998 et 2010 et de 1,3 % p.a. entre 2010 et 2030. Il en résulte une consommation d'électricité moins élevée, d'où une brèche moins grande et des besoins en cogénération moins importants. La neutralisation des émissions supplémentaires de CO₂ diminue d'autant. Au bilan, l'effet sur les coûts différentiels se monte à –4,6 milliards Fr. (soit 20%) par rapport au scénario de référence.
- **Renchérissment de l'énergie sur le marché mondial:** dans cette hypothèse, le prix du pétrole retenu se monte en termes réels à 30 USD par baril sur le marché mondial. Par rapport au scénario de référence jusqu'en 2015, les prix sont supérieurs de 40 à 50 % pour les huiles de chauffage et de 20 à 25 % pour le gaz naturel; l'augmentation des prix a un effet décroissant à partir de 2015.

Ce renchérissement ralentit la consommation de combustibles et de carburants, mais la demande en électricité n'en est guère influencée. Par rapport au scénario de référence, l'effet sur les coûts macroéconomiques de la cogénération atteint en moyenne +1 ct./kWh (>1 ct./kWh jusqu'en 2015, <1 ct./kWh après 2015). Vu que la cogénération intervient surtout après 2015, l'effet sur les coûts de développement atteint globalement +4,4 milliards Fr. (19 %), ce qui n'est pas très éloigné du scénario de référence.

- En complément à l'analyse de sensibilité relative aux prix de l'énergie sur le marché mondial, l'étude envisage également **l'évolution isolée des prix du**

gaz naturel et retient deux hypothèses, soit d'une part, un niveau de prix constant en termes réels et d'autre part une augmentation de 25 % par rapport au scénario de référence. L'effet sur les coûts de référence atteint – 1,7 milliard Fr. dans la première hypothèse, et +3,5 milliards Fr. dans le second cas de figure.

- **Disponibilité réduite des centrales nucléaires:** on admet ici qu'après 40 ans d'exploitation, les centrales nucléaires sont utilisées en moyenne 7000 h/a, au lieu de 7600 ou 7400 h comme dans le scénario de base. L'effet sur les coûts différentiels se monte à –3,3 milliards Fr., ce qui s'explique par une brèche moins importante, un développement moins poussé de la cogénération, et des coûts moins élevés pour la neutralisation des émissions de CO₂.
- **Coûts de rééquipement des centrales nucléaire:** l'analyse de sensibilité tient compte de deux hypothèses, soit 300 Fr./kW_{el} et 1000 Fr./kW_{el} contre 500 Fr./kW_{el} dans le scénario de référence. L'effet sur les coûts différentiels se monte à +0,7 milliard Fr. pour la première hypothèse et –1,7 milliard Fr. pour le second cas de figure.
- **Economies d'électricité intensifiées:** par rapport au scénario de référence, on admet une application nettement plus stricte des instruments juridiques ainsi que le remplacement plus rapide des appareils peu économiques et des chauffages électriques. Les économies d'électricité qui en résultent sont en moyenne de 65 % plus élevées que dans le scénario de référence. L'effet sur les coûts différentiels atteint globalement –0,7 milliard Fr.
- **Progrès techniques dopés:** on admet ici que la technologie des piles à combustible parvient à s'imposer sur le marché et à remplacer la cogénération thermique-fossile durant la période considérée. Il est dès lors envisageable de produire de l'électricité à des prix concurrentiels même à petite échelle. Le développement de la cogénération coûte dans ce cas 40 à 50 % de moins que dans le scénario de référence. Au niveau des coûts différentiels, il en résulte un effet durable se montant globalement à près de –10 milliards Fr. (42 %), sans compter les effets positifs sur le bilan des émissions de NO_x.
- **Développement des centrales à cycle combiné gaz/vapeur sans cogénération:** l'initiative M+ (40) ne précise pas comment il faut combler la brèche creusée du côté de l'offre. Le scénario de référence présuppose, tout comme l'initiative SdN, le recours à la cogénération. L'analyse de sensibilité retient à titre d'hypothèse le recours à des centrales à cycle combiné gaz/vapeur développant une puissance électrique qui se situe entre 50 et 400 MW_{el}, dont les coûts de production varient entre 5,2 et 7,2 ct./kWh, soit une moyenne de 5,8 ct./kWh. On obtient ainsi une production d'électricité coûtant 4,5 milliards Fr. de moins. Cette différence est toutefois contrebalancée à raison de 2/3 par l'accroissement des charges résultant de la neutralisation des

émissions de CO₂ et de l'exploitation des réseaux nécessaires. Au bilan, le recours aux centrales à cycle combiné gaz/vapeur coûte globalement 1,4 milliard Fr. (13 %) de moins que le recours à la cogénération.

7. Evaluation récapitulative des résultats

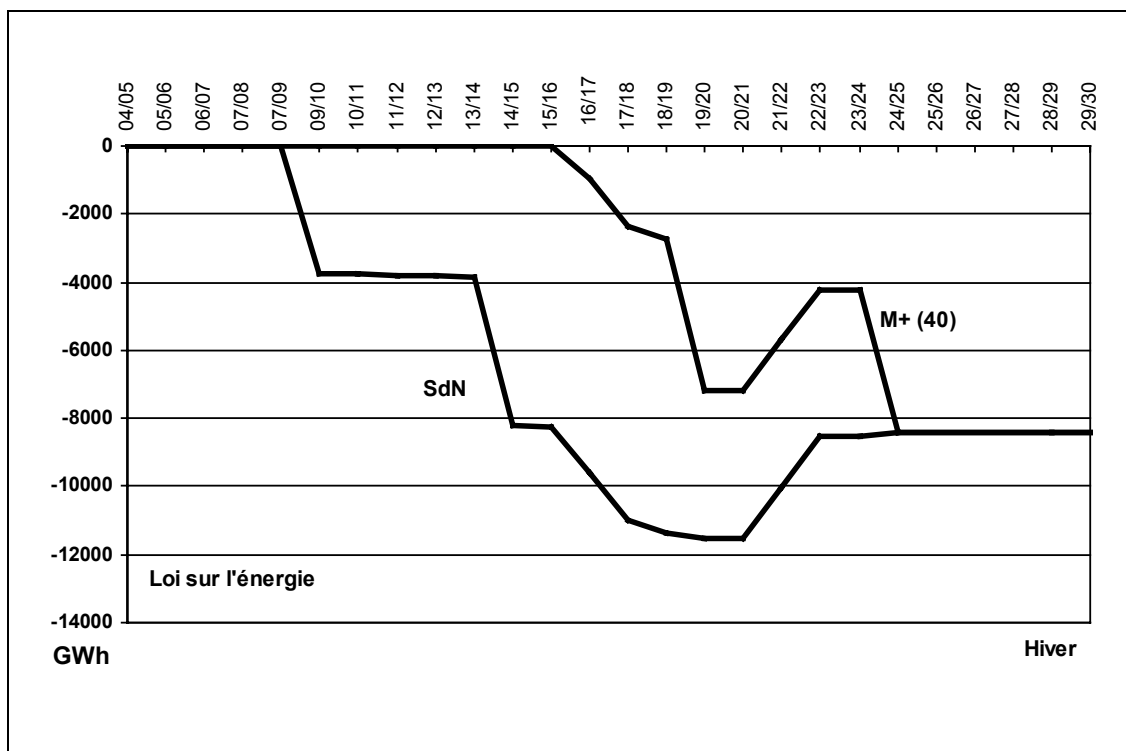
Sur la base des hypothèses et des résultats présentés, les conclusions de l'étude se résument aux points suivants:

- Compte tenu des données techniques et énergétiques, la cogénération décentralisée est une solution envisageable pour remplacer la production d'électricité d'origine nucléaire. Les ressources (thermiques) utilisables pour la cogénération suffisent même dans la perspective d'un abandon rapide du nucléaire comme le veut l'initiative SdN.
- Une telle stratégie alourdit en soi le bilan du CO₂, ce qui va à l'encontre des objectifs fixés par la loi sur le CO₂ en matière d'émissions. Il existe toutefois des instruments pour neutraliser les émissions supplémentaires de CO₂.
- Le recours à la cogénération accroît les émissions de No_x par rapport aux centrales nucléaires. La réduction de ces émissions supplémentaires présuppose une amélioration considérable du niveau d'émission spécifique des petites centrales à cogénération (par ex. grâce aux piles à combustibles).
- L'exploitation complète des ressources décentralisées de cogénération requiert des efforts considérables et des instruments spécifiques (quotas et titres commercialisables), dont nous n'avons aucune expérience pratique à l'heure actuelle. Par rapport aux centrales à cycle combiné gaz/vapeur, le nombre des installations à cogénération est très élevé, ce qui ne va pas sans difficulté au niveau organisationnel.
- Le recours à la cogénération est lié à des coûts macroéconomiques considérables, qui dépendent avant tout du calendrier retenu pour l'abandon du nucléaire. Dans le cas d'un démantèlement rapide (SdN), les coûts pour la période 2004-2030 se montent à 23 milliards Fr. dans la configuration «loi sur l'énergie avec taxe de neutralisation sur le CO₂», et à 27 milliards Fr. dans la configuration «taxe de réduction sur le CO₂». Si on tient compte de la période allant jusqu'en 2045, c'est-à-dire jusqu'à l'arrêt de la dernière centrale nucléaire dans le scénario de référence, ces coûts sont de 9 à 13 milliards Fr. plus élevés selon le scénario et l'option politique. En revanche, ils sont environ deux fois moins élevés dans le scénario M+ (40). On peut admettre qu'il s'agit là du prix

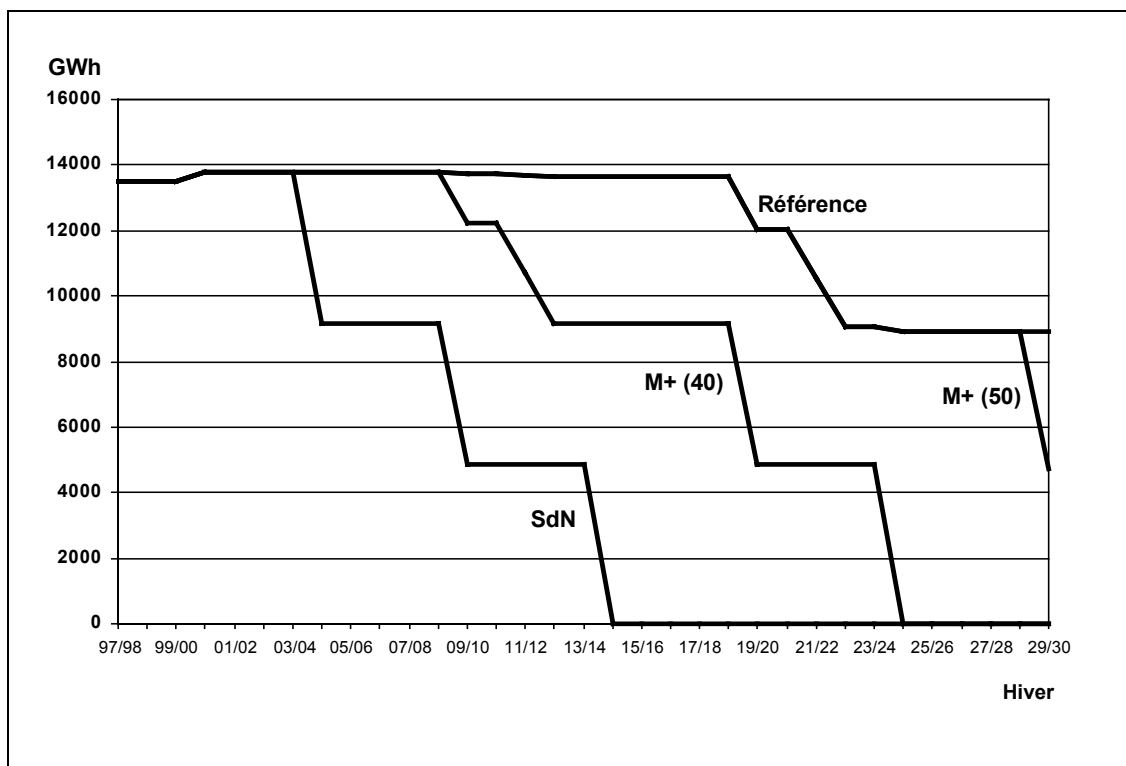
à payer pour les risques inhérents aux centrales nucléaires durant le reste de leur durée d'exploitation.

- Le recours à la production d'électricité par cycle combiné gaz/vapeur sans cogénération n'est vraiment meilleur marché que si on renonce à la neutralisation des émissions supplémentaires de CO₂. Cette compensation aplanit largement la différence de coûts entre la stratégie décentralisée et la stratégie centralisée. Plus les prix des combustibles suivent une tendance haussière, plus les coûts des deux stratégies s'égalisent.
- Les incertitudes fondamentales sous-jacentes aux calculs effectués se situent avant tout dans l'évolution à long terme des prix des combustibles, l'avance des progrès techniques et l'impact de la libéralisation du marché de l'électricité. L'avènement commercial des piles à combustible améliorerait nettement les chances d'une stratégie décentralisée et réduirait considérablement la facture à payer pour l'abandon du nucléaire. Dans l'ensemble, les énergies renouvelables joueront un rôle secondaire tant que leur situation concurrentielle ne s'améliorera pas durablement.

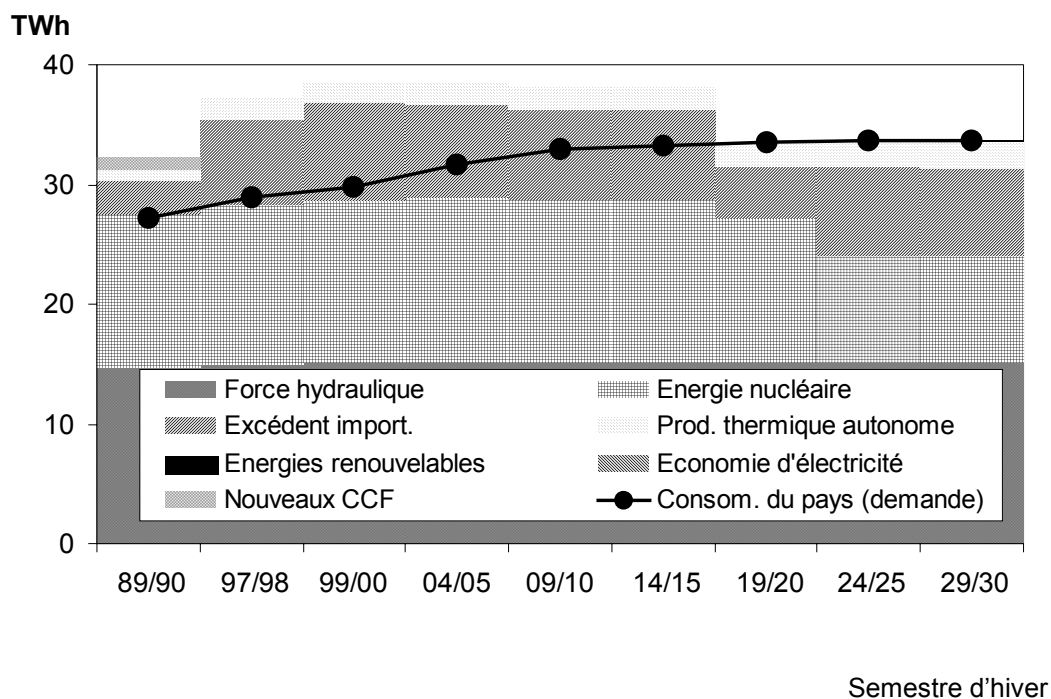
Graphique K-1: Déficiets d'offre d'électricité au semestre d'hiver selon les scénarios d'abandon du nucléaire



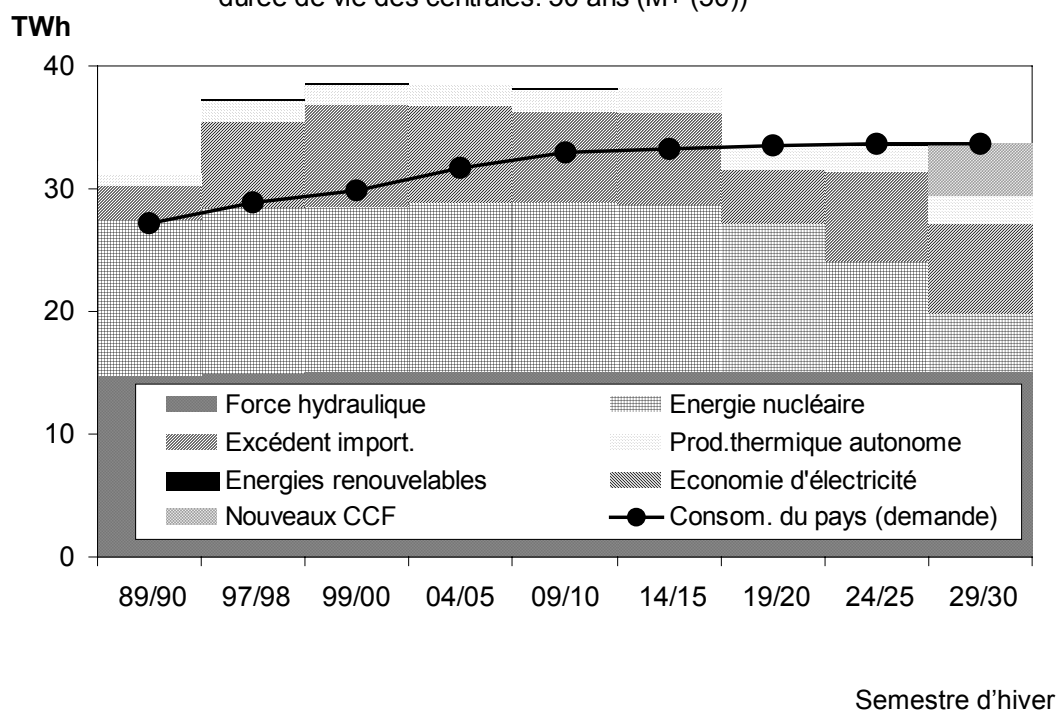
Graphique K-2: Production d'électricité d'origine nucléaire: évolution selon les scénarios, TWh, semestre d'hiver



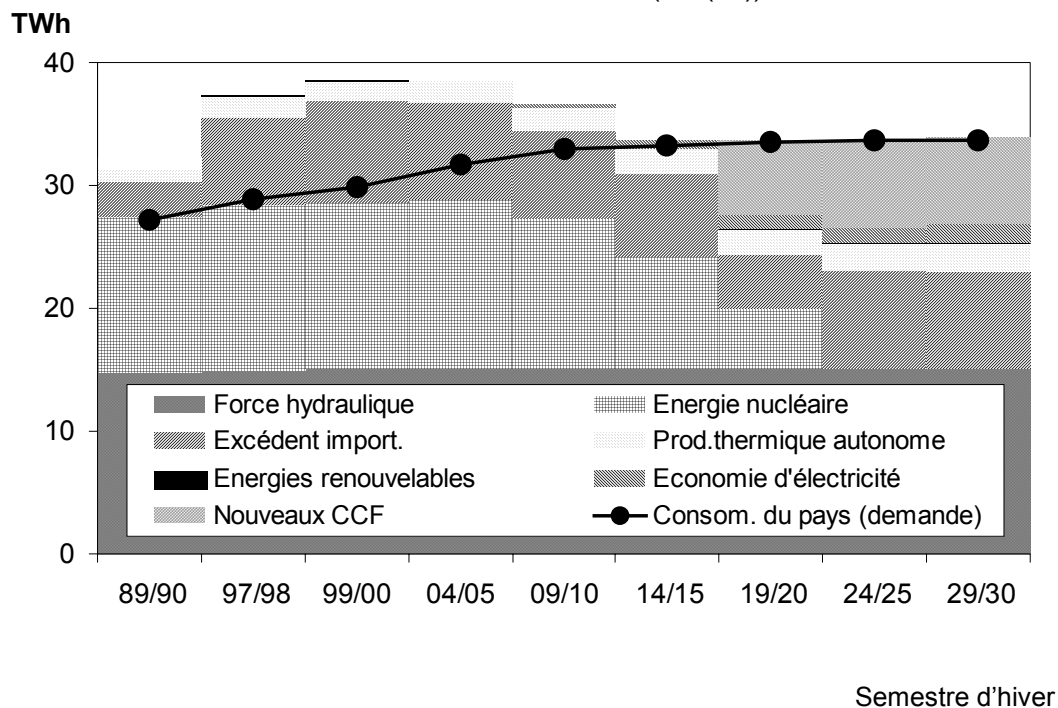
Graphique K-3: Perspectives de l'approvisionnement en électricité:
loi sur l'énergie; scénario de référence



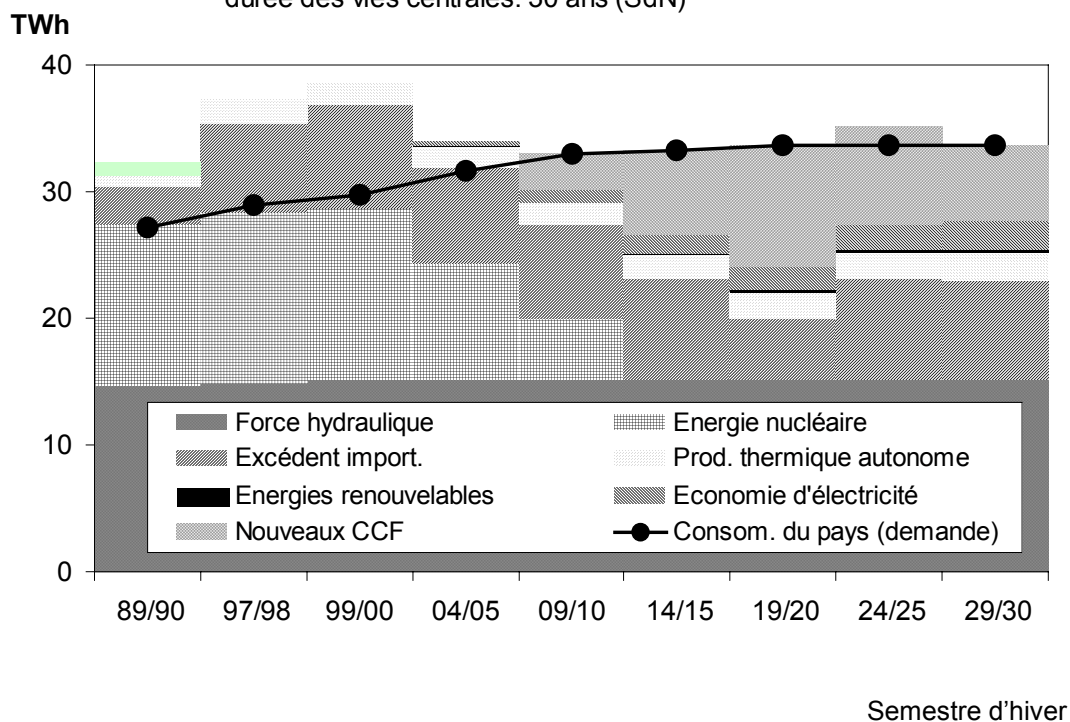
Graphique K-4: Perspectives de l'approvisionnement en électricité:
loi sur l'énergie avec compensation des émissions de CO₂,
durée de vie des centrales: 50 ans (M+ (50))



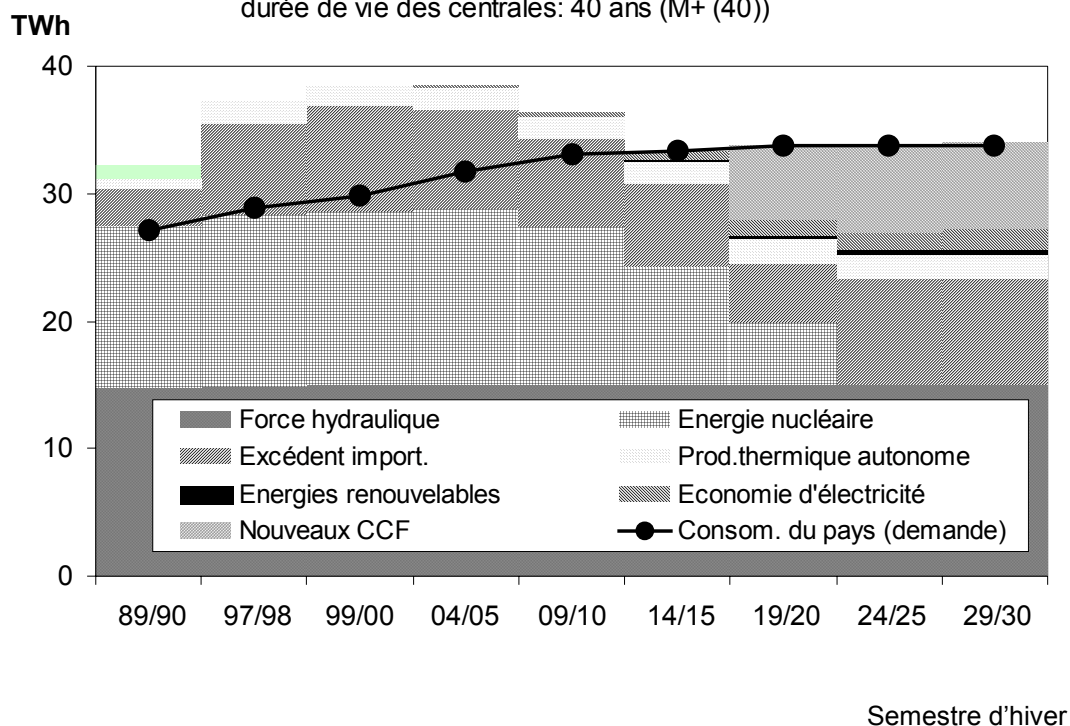
Graphique K-5: Perspectives de l'approvisionnement en électricité:
loi sur l'énergie avec compensation des émissions de CO₂,
durée des vie des centrales: 40 ans (M+ (40))



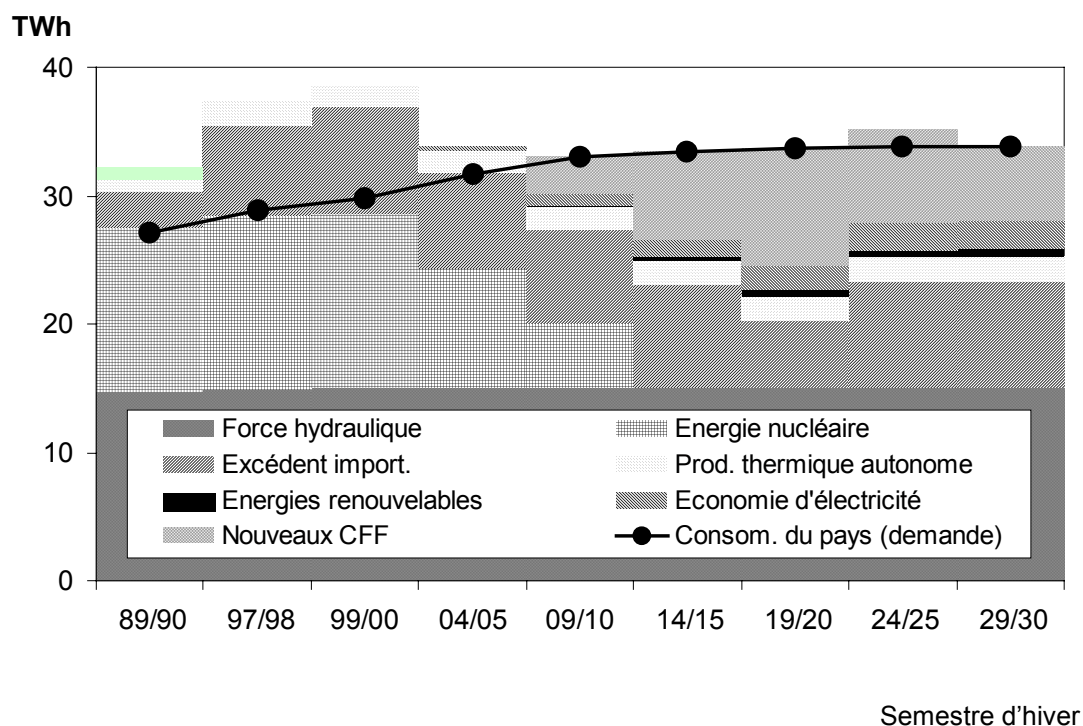
Graphique K-6: Perspectives de l'approvisionnement en électricité:
loi sur l'énergie avec compensation des émissions de CO₂,
durée des vies centrales: 30 ans (SdN)



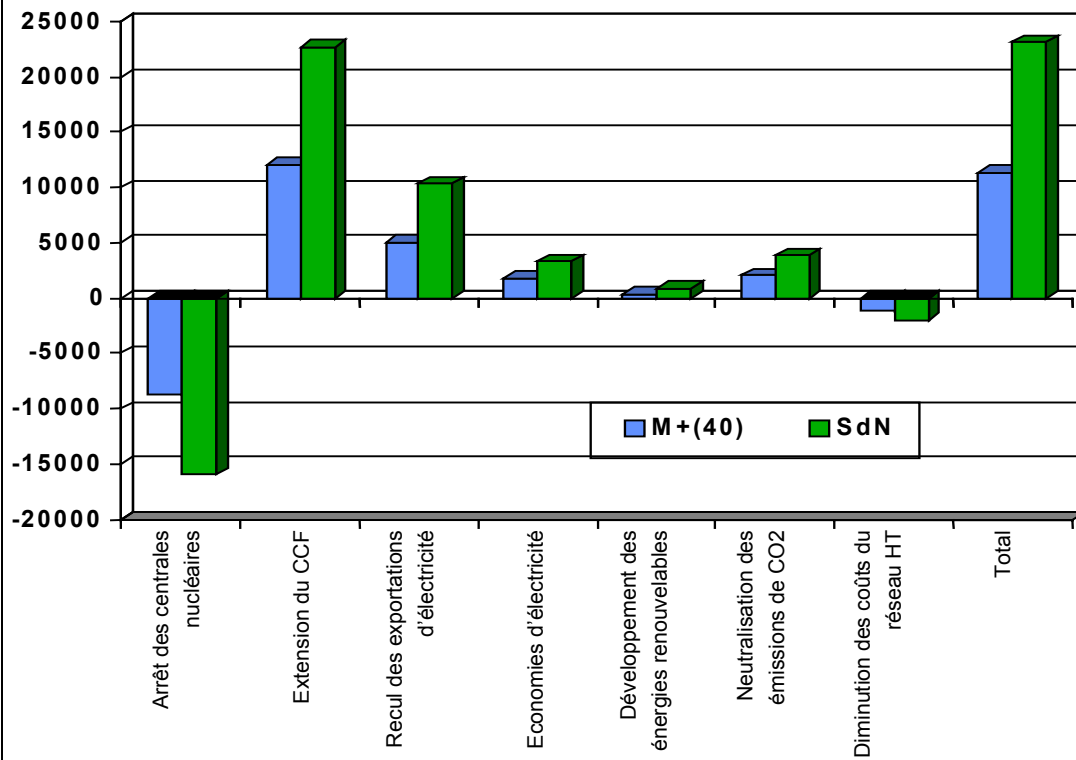
Graphique K-7: Perspectives de l'approvisionnement en électricité:
avec réduction des émissions de CO2 (réalisations des objectifs)
durée de vie des centrales: 40 ans (M+ (40))



Graphique K-8: Avenir de l'approvisionnement en électricité: avec réduction des
émissions de CO2, durée de vies des centrales: 30 ans (SdN)



Graphique K-9: Coûts différentiels par nature:
loi sur l'énergie avec compensation des émissions de CO₂, millions Fr.



1. Aufgabenstellung

Die beiden Volksinitiativen „Strom ohne Atom“ und „Moratorium Plus“ wurden im September letzten Jahres eingereicht. Inhalt der Initiative „Strom ohne Atom“ ist die schrittweise, aber zügige Stilllegung der Atomkraftwerke in der Schweiz. Spätestens zwei Jahre nach Annahme der Verfassungsbestimmungen müssen die älteren Kraftwerke (Beznau 1+2, Mühleberg) vom Netz, die Atomkraftwerke Gösgen und Leibstadt nach spätestens 30 Betriebsjahren ausser Betrieb genommen werden.

Gemäss der Initiative „Moratorium Plus“ ist eine Betriebsdauer von 40 Jahren möglich, eine Verlängerung um jeweils höchstens 10 Jahre ist zulässig, jedoch von Referendumsabstimmungen abhängig (theoretisch wäre auch die Betriebsdauer von mehr als 50 Jahren mit der Moratoriumsinitiative zu vereinbaren). Insgesamt werden drei unterschiedliche Stilllegungspfade (KKW-Betriebsdauern von 30, 40 und 50 Jahren) zur Diskussion gestellt.

Aufgabe ist, die energetischen, kostenmässigen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen dieser verschiedenen Stilllegungspfade zu untersuchen. Im Mittelpunkt dieser Untersuchung steht die Frage nach den energetischen und kostenmässigen Auswirkungen. Die ökonomischen Konsequenzen werden in einer separaten Studie von Ecoplan untersucht, sie basieren auf den Ergebnissen der hier vorgelegten Untersuchung.

Im Einzelnen wird geprüft, welche Strategien sich zur Schliessung der Angebotslücken, die mit der Stilllegung der KKW verbunden sind, anbieten, welche nachfrageseitigen und welche angebotsseitigen Massnahmen ausgewählt werden sollen, in welchem Umfang verbleibende Angebotslücken durch gekoppelte Stromerzeugung (WKK) gedeckt werden müssen. Das Gebot der Abwärmenutzung, d.h. der gekoppelten Stromerzeugung wird in den Initiativen, insbesondere in der Initiative „Strom ohne Atom“, sehr stringent angewandt, fossil-thermische Stromerzeugung ohne Abwärmenutzung soll nach den Vorstellungen der Initianten nicht erlaubt werden. Auch wenn in der Initiative „Moratorium Plus“ die Art der Ersatzstromerzeugung nicht explizit erwähnt ist, werden wir in unseren Szenarien und Simulationsrechnungen auch bei den Stilllegungsvarianten der Moratoriumsinitiative von der gekoppelten Stromerzeugung ausgehen. Die Auswirkungen einer alternativen ungekoppelten GuD-Strategie wurden in einer Sensitivitätsrechnung erfasst. Innerhalb der WKK-Strategie wird dezentralen WKK-Strategien Vorrang eingeräumt, der Aufbau neuer grosser Fernwärmenetze mit zentralen GuD-Anlagen sollen vermieden, die bestehenden städtischen Wärmenetze dagegen für die WKK genutzt werden.

Der Entwurf der Szenarien, die Entwicklung des Elektrizitätsangebots und der Elektrizitätsnachfrage bzw. der Energienachfrage allgemein ist vor dem Hintergrund der beschlossenen energiepolitischen Rahmensetzungen, dem Energiegesetz und CO₂-Gesetz zu untersuchen. Aufgabe war es, die Auswirkungen in Form von Angebots-

und Nachfrageszenarien durchzurechnen. Die zwei Politiksznarien wurden mit den Kernenergievarianten (mit Kernenergie bzw. ohne Kernenergie für die Stilllegungsvarianten mit Betriebsdauern von 30, 40 und 50 Jahren) kombiniert.

Um die Zahl der denkbaren Kombinationen in Grenzen zu halten, wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber insgesamt 11 Varianten ausgewählt (vgl. Tabelle 1-1). Die Politikvarianten Energiegesetz (EnG) und CO₂-Gesetz (CO₂-Abgabe) mit Kernenergie bilden die jeweiligen Referenzwerte, denen dann jeweils die Ergebnisse der entsprechenden Stilllegungsvarianten gegenüberzustellen waren. Von den 11 Varianten sind 4 Varianten Sensitivitätsrechnungen unter der Annahme eines niedrigeren Wirtschaftswachstums.

Tabelle 1-1: Auswahl der Szenarien und Varianten

Kernenergiepolitik	Wirtschaftswachstum	EnG	CO ₂ -Gesetz
Referenzentwicklung mit KKW (60/50 Jahre) ¹⁾	Hoch Tief	X O	X ³⁾ O
Stilllegung der KKW nach 50 Jahren: M+ (50)	Hoch Tief	X ²⁾	
Stilllegung der KKW nach 40 Jahren: M+ (40)	Hoch Tief	X ²⁾	X ⁴⁾
Stilllegung der KKW nach 30 Jahren: SoA	Hoch Tief	X ²⁾ O	X ⁴⁾ O

1) Beznau und Mühleberg 50 Jahre, Gösgen und Leibstadt 60 Jahre

2) CO₂-Abgabe zur CO₂-Neutralisierung (gegenüber Referenzentwicklung)

3) CO₂-Abgabe zur CO₂-Zielerreichung (1990-2010: -10 %)

4) CO₂-Abgabe zur CO₂-Neutralisierung und -Zielerreichung (1990-2010: -10%)

Hoch/Tief: Wirtschaftswachstum; O = Sensitivität

Eine wesentliche Rahmenbedingung ist, dass die zusätzlichen CO₂-Emissionen, die mit den WKK-Strategien und der fossil-thermischen Stromerzeugung verbunden sind, nicht hingenommen werden, sondern durch weitergehende Einsparmassnahmen kompensiert werden müssen. Eine Verschlechterung der CO₂-Bilanz im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung mit Kernenergie sollte also vermieden werden (CO₂-Neutralität). Es war zu prüfen, wie hoch eine CO₂-Abgabe sein muss, um die vorgegebene CO₂-Neutralität zu erreichen.

Der Untersuchungszeitraum bezieht sich schwerpunktmässig auf die Zeit zwischen 2004 und 2030. Realistischerweise kann davon ausgegangen werden, dass in 2002 über die Initiative abgestimmt wird und damit im Falle der Annahme der Initiative „Strom ohne Atom“ die drei älteren KKW's frühestens im Jahre 2004 vom Netz gehen würden.

Wie immer bei solchen Szenariorechnungen, hängen die Ergebnisse wesentlich davon ab, welche Annahmen für die einzelnen Parameter und Rahmenbedingungen gesetzt werden. Unter den vielfältigen Annahmesetzungen gibt es Parameter, die von heute aus gesehen wenig unsicher sind bzw. deren Variation die Ergebnisse nicht nachhaltig beeinflusst, aber auch Parameter und Stellgrössen, die unsicher und um-

stritten sind und/oder für die Ergebnisse grosse Bedeutung haben. Dazu gehören z.B. die Höhe des Wirtschaftswachstums und damit der Stromnachfrage, die Entwicklung der Energiepreise, Dynamik des technischen Fortschritts in der Kraftwerkstechnik (Brennstoffzellen), Stärke des Stromsparens, Verfügbarkeit der KKW u.a. Die Auswirkungen eines niedrigeren Wirtschaftswachstums werden in 4 getrennten Sensitivitätsszenarien komplett durchgerechnet, wir haben bereits oben darauf hingewiesen. Die Auswirkungen der anderen alternativen Rahmensetzungen werden jeweils im Vergleich zu den Ergebnissen der Stilllegungsvariante „Strom ohne Atom“, der einschneidendsten Form der Stilllegung, berechnet. Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen werden in einem gesonderten Kapitel behandelt.

Angesichts der Vielzahl der Varianten und der Fülle des Ergebnismaterials ist es unerlässlich, sich bei der Beschreibung der Annahmen und Ergebnisse auf die wichtigsten Grössen zu beschränken. Dabei wird, soweit möglich, so vorgegangen, dass zunächst die für den Fall des Energiegesetzes geltenden Annahmen und Ergebnisse beschrieben werden und danach die vom Energiegesetz abweichenden Aspekte der Politikvariante CO₂-Gesetz näher beleuchtet werden.

Die Untersuchungen und der hier vorgelegte Bericht wurden von einer Arbeitsgruppe fachlich begleitet. Die Leitung der Arbeitsgruppe hatte das BFE. Anhang 9 enthält die Liste der Mitglieder in der Arbeitsgruppe.

2. Untersuchungsablauf und methodisches Vorgehen

Untersuchungsablauf und methodisches Vorgehen sind durch die Fragestellung und die Zielsetzungen und Vorgaben der beiden Atominitiativen weitgehend festgelegt. Das methodische Grundprinzip zur Abschätzung der Auswirkungen der verschiedenen KKW-Stilllegungspfade basiert darauf, dass die gewonnenen Ergebnisse der Stilllegungsvarianten für den relevanten Zeitraum den entsprechenden Referzergebnissen, die auf einer 50- bis 60-jährigen Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke beruhen, gegenübergestellt werden. Das methodische Instrumentarium, das in dieser Untersuchung angewandt wird, ist nach den einzelnen Sektoren der Energienachfrage und der Angebotsseite differenziert. Zur Erklärung der Nachfrageseite werden Bottom-up-Modelle¹ und der Elastizitätenansatz genutzt, für die Angebotsseite steht ein Simulationsmodell für den schweizerischen Kraftwerkpark zur Verfügung. Angebots- und Nachfrageseite sind über verschiedene Komponenten miteinander verknüpft. Das Gesamtsystem ist in der Lage, die je nach Politikvariante unterschiedlichen politischen Instrumente (CO₂-Abgabe oder ordnungsrechtliche Massnahmen wie Zielwertvorgaben und Zulassungsbeschränkungen) in ihren Wirkungen adäquat abzubilden.

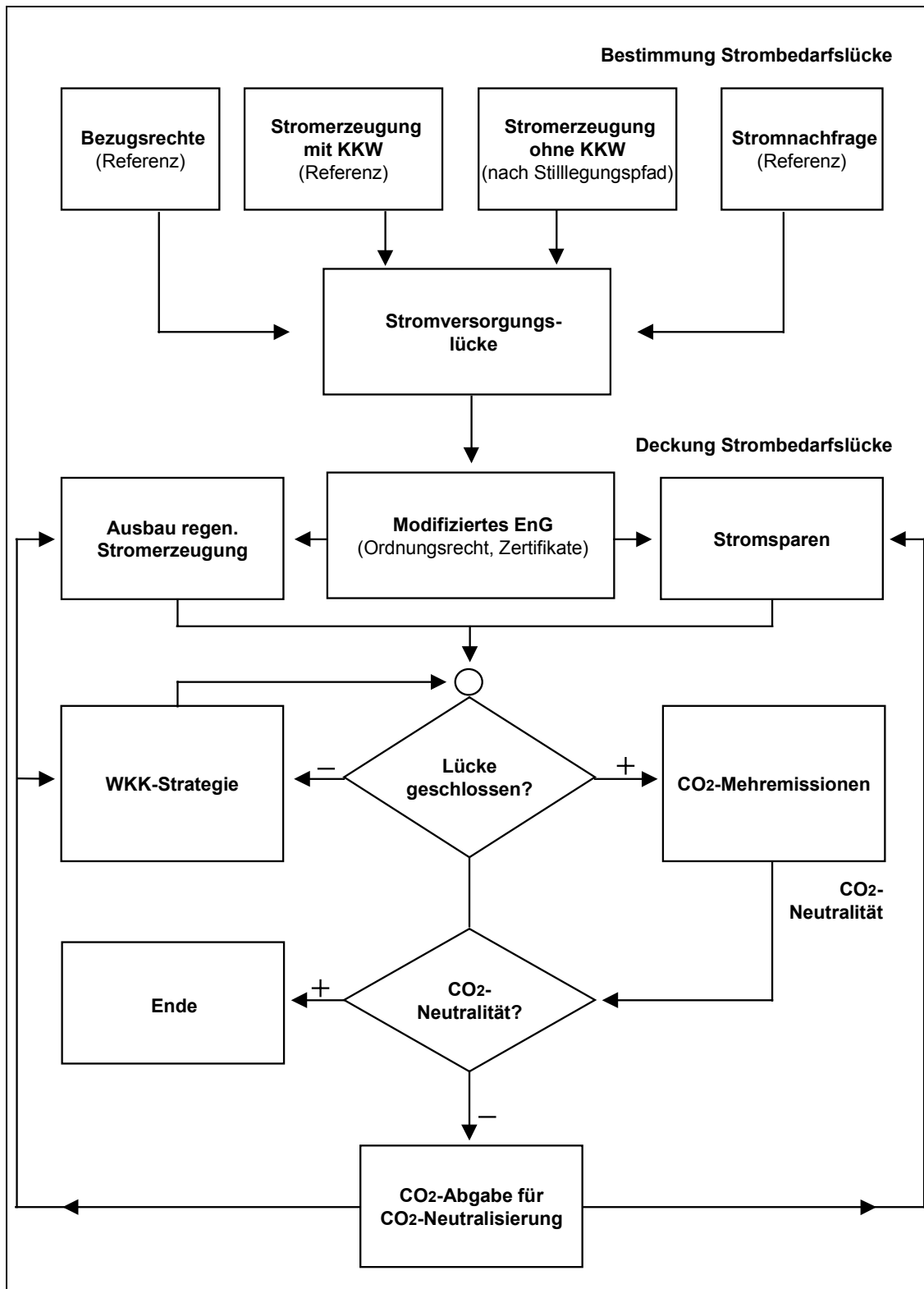
Betrachtet man zunächst die energetischen Mengenkompontenten, dann lassen sich drei Untersuchungsbereiche von einander unterscheiden (vgl. Abbildung 2-1):

1. Bestimmung der Stromangebotslücken
2. Strategien zur Schliessung der Angebotslücken
3. Sicherstellung der CO₂-Neutralität

Rechnerisch werden die Strombedarfslücken von zwei Komponenten bestimmt, zum einen von der Höhe des verbleibenden Stromerzeugungspotentials des Kraftwerk-parks ohne KKW (in Abhängigkeit vom jeweiligen Stilllegungspfad), zum anderen von der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage, jeweils für die Referenzfälle. Für die Referenzentwicklung sind Annahmen zu treffen zur weiteren Entwicklung der Wasserkraft, der fossil-thermischen Erzeugung und der regenerativen Energien, ebenso zur Entwicklung der Bezugsrechte und der Lieferverpflichtungen. Zu beachten ist, dass dieses Angebotspotenzial ohne KKW wie auch die Stromnachfrage aufgrund der unterschiedlichen energiepolitischen Ausgangsbedingungen in den beiden Politik-szenarien nicht identisch sind. So wird z.B. die autonome fossil-thermische Stromerzeugung durch die CO₂-Abgabe beeinflusst, ebenso variiert die Elektrizitätsnachfrage etwas zwischen den Politikvarianten. Konsequenz ist, dass sich die Angebotslücken für alle zu untersuchenden Politik- und Stilllegungsvarianten sowohl in der Höhe als auch in ihrem zeitlichen Verlauf voneinander unterscheiden.

¹ Die Bottom-up-Sektormodelle wurden von verschiedenen Expertenteams entwickelt, der Haushaltssektor von der Prognos AG, der Dienstleistungsbereich vom CEPE (ETH-Zürich), der Industriesektor von Basics und der Verkehrsbereich von Infras.

Abbildung 2-1: Untersuchungsablauf „Atominitiativen“



Strategien zur Schliessung der Stromangebotslücken können grundsätzlich sowohl nachfrageseitige wie auch angebotsseitige Massnahmen beinhalten. Bei den nachfrageseitigen Massnahmen geht es um Stromsparen (effizientere Stromanwendungen) und Substituieren. Angebotsseitige Massnahmen sind der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und der fossil-thermischen Stromerzeugung. Grundprinzip ist, unter den gegebenen Rahmenbedingungen die kostenminimale Strategie zur Schliessung der Angebotslücken zu entwerfen. Diese Aufgabe darf sich jedoch nicht allein auf die energetischen Belange beziehen, sondern muss ebenso die CO₂-Ziele (CO₂-Neutralität gegenüber den Referenzwerten) mit berücksichtigen.

In der Anwendung und Kombination der nachfrage- und angebotsseitigen Massnahmen bestehen unterschiedliche Möglichkeiten. Allerdings sind die Wahlmöglichkeiten aus verschiedenen Gründen eingeschränkt: So soll nach dem Gespräch des BFE mit Vertretern der Atominitiativen den Massnahmen auf der Nachfrageseite (Sparen und Substituieren) und der Steigerung der regenerativen Stromerzeugung Vorrang eingeräumt werden. Erst danach sollen die fossil-thermische Stromerzeugung oder zusätzliche Importe zum Zuge kommen. Aber auch hier werden zumindest von der Initiative „Strom ohne Atom“, weniger dagegen von der Moratoriumsinitiative, sehr stringente Vorgaben gemacht:

- So darf die fossil-thermische Stromerzeugung nur mit Abwärmenutzung (WKK) erfolgen. Sie zielt also eher auf den Einsatz von BHKW's oder kleinen WKK-gekoppelten Gasturbinen-Anlagen ab. Hocheffiziente GuD-Anlagen, die in der Regel eine Mindestgrösse von rd. 20 MW aufweisen und zentral gebaut werden, sind ohne Abwärmenutzung nicht zugelassen.
- Zusätzliche Stromimporte sind zwar möglich, sie müssen aber im Sinne der Initiativen aus regenerativen Stromquellen stammen. Dies impliziert Massnahmen (z.B. Zertifizierung der Stromimporte), um den Import von Nuklearstrom und nicht CO₂-neutral produziertem Strom aus fossil-thermischen Anlagen zur Deckung der Angebotslücken möglichst weitgehend auszuschliessen.

Durch diese Vorgaben und die gewünschte Prioritätensetzung der Initiativen sind einer kostenoptimalen Strategie, die sowohl nachfrage- als auch angebotsseitige Massnahmen integriert, enge Grenzen gesetzt. Ohnehin ist eine weitgefassete, die Nachfrage- und Angebotsseite integrierende Strategie eher ein theoretisches Konstrukt als in der Praxis realisierbar, da abgesehen von gezielten objektbezogenen Least-Cost-Planning-Massnahmen vergleichbare Informationen den jeweiligen Marktakteuren in der Regel nicht zur Verfügung stehen.¹ Entsprechend den Vorga-

¹ Liegen z.B. die Grenzkosten (Zubaukosten) einer BHKW-Anlage bei 10 Rp/kWh, die Mehrkosten eines stromsparenden Gerätes dagegen bei 3 Rp/kWh, so erscheint die Sparmassnahme auf den ersten Blick als vermeintlich lohnendere Alternative. Dies ist jedoch nur dann der Fall, wenn durch den Zubau der BHKW-Anlagen der Strompreis, der für den Stromverbraucher den Entscheidungsparameter darstellt, um mindestens 3 Rp/kWh steigen würde. Im Bewilligungsverfahren könnte der Zubauwillige, beim Vorhandensein entsprechender Rechtsgrundlagen, zu nachfrageseitigen Massnahmen veranlasst werden – dies steht allerdings in einem gewissen Widerspruch zur Strommarktöffnung.

ben werden daher im Modellablauf zunächst die nachfrageseitigen Massnahmen und, wenn von den politischen Rahmenbedingungen her gesehen möglich, die Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung vorangetrieben. Im zweiten Schritt wird dann für die verbleibende Stromlücke die geeignete kostengünstigste WKK-Strategie gesucht. Innerhalb der jeweiligen nachfrageseitigen und angebotsseitigen Massnahmenwahl wurde dem Prinzip der Kostenoptimierung Rechnung getragen. Für den Ausbau der WKK-Strategie ist dies dann realitätsnah, wenn durch geeignete politische Rahmenbedingungen (z.B. Quotenvorgabe für die WKK-Stromerzeugung und entsprechende Ausgabe von Zertifikaten) sich aufgrund der gegebenen Marktbedingungen die jeweils günstigsten WKK-Alternativen durchsetzen.

Die Sicherstellung der CO₂-Neutralität ist die dritte Modellkomponente. Sie ist eine wesentliche Rahmenbedingung der Gesamtstrategie und bedeutet, dass sich die CO₂-Bilanz durch die KKW-Stilllegung im Vergleich zu den jeweiligen Referenzwerten mit KKW-Stromerzeugung nicht verschlechtern darf. Nun lässt sich aber durch den Zubau von fossil-thermischen WKK-Anlagen (trotz der CO₂-Gutschriften für die eingesparten fossilen Brennstoffe für Raum- und Prozesswärme) nicht vermeiden, dass die CO₂-Emissionen im Vergleich zu den Referenzwerten höher liegen. Dabei geht es in Form eines Zielszenarios darum, zu prüfen, wie hoch die CO₂-Abgabe sein muss, damit die CO₂-Neutralität erreicht werden kann. Die Einführung einer solchen Abgabe beeinflusst jedoch über die Rückkopplungswirkungen die in den bisherigen Arbeitsschritten erzielten Ergebnisse:

- Die CO₂-Abgabe verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit der fossil-thermischen WKK-Stromerzeugung signifikant. Dies ist solange kein Problem, wie der Import an „CO₂-haltigem“ Strom abgeschottet werden kann. Der heimische, aus regenerativen Quellen erzeugte Strom würde durch die CO₂-Abgabe begünstigt. Die CO₂-Abgabe führt zu höheren Stromerzeugungskosten.
- Daneben ergeben sich Rückkopplungen auf zwei Arten: Erstens gewinnt durch die CO₂-Abgabe der Strom im Wärmemarkt (z.B. Wärmepumpen) an Wirtschaftlichkeit hinzu, dadurch verändert sich die Stromnachfrage, zweitens vermindern sich die WKK-Potentiale, da der Wärmebedarf als Folge der Abgabe auf fossilen Brennstoffen sinkt.

Insgesamt führen die Rückkopplungen einer CO₂-Abgabe zu Änderungen in Höhe und Art der Schliessung der Stromdeckungslücken. Daraus ergeben sich wiederum Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und die Höhe der CO₂-Abgabe, um die CO₂-Neutralität herzustellen. Methodisch sind diese Rückkopplungsschleifen solange zu durchlaufen, bis das Gesamtsystem im Gleichgewicht ist und CO₂-Neutralität gegeben ist.

Die mengenmässigen energetischen Veränderungen, die mit der Stilllegung der KKW im Vergleich zur Referenz mit Kernenergie einhergehen, bilden die Basis für ihre **kostenmässige Bewertung**. Entsprechend der gewählten Vorgehensweise geht es auch hier um die Differenzkosten, d.h. Mehr- und Minderkosten, die mit der Stilllegung der KKW's verbunden sind, letztlich also um die variablen Kostenbestandteile. Kostenkomponenten, die sowohl im Referenzfall mit Kernenergie als auch im Stilllegungsfall auftreten, sind nur dann relevant, wenn sie mit der Stilllegung variieren, ansonsten sind sie für das Ergebnis der Differenzkosten ohne Bedeutung. Das gilt z.B. für KKW-Kostenbestandteile wie die fixen Entsorgungskosten, die nicht mit der Höhe und Dauer der KKW-Stromerzeugung variieren. Wir kommen hierauf an entsprechender Stelle zurück.

3. Rahmenbedingungen in der Referenzentwicklung nach Politikvarianten

3.1 Vorbemerkung

Zunächst eine begriffliche Klarstellung: Als Referenzentwicklung werden in dieser Untersuchung jeweils die Angebots- und nachfragemässigen Veränderungen **mit** Kernenergie verstanden. Sie bilden die Ergebnisbasis, denen die Auswirkungen, die sich aus den verschiedenen Stilllegungsvarianten ergeben, gegenübergestellt werden. Primär geht es also um den Vergleich der stromwirtschaftlichen Veränderungen mit und ohne Kernenergie. Die Unterschiede, die sich zwischen den einzelnen Politikvarianten ergeben, stehen, obwohl von Interesse, hier zunächst nicht im Vordergrund. Das bedeutet, dass jede hier betrachtete Politikvariante (EnG, CO₂-Abgabe) eine eigene Referenzentwicklung, jeweils mit Kernenergie, aufweist, zu der dann die zu dieser Politikvariante gehörenden Ergebnisse der Stilllegungsvarianten in Beziehung zu setzen sind.

Im Folgenden werden kurz die wichtigsten Rahmenbedingungen der Referenzentwicklung für das Energiegesetz dargestellt. Zu ihnen gehören insbesondere die Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise, zum Wirtschaftswachstum und zur Energiepolitik. Die detaillierten Vorgaben sind in (Prognos, 2000) beschrieben, so dass wir uns hier auf die wichtigsten Ergebnisse beschränken können. Die Annahmen zur Veränderung der Energiepreise und zur wirtschaftlichen Entwicklung sind für alle Politikvarianten identisch. Demgegenüber unterscheiden sich selbstredend die energiepolitischen Rahmensetzungen.

3.2 Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und zu den wirtschaftlichen Rahmendaten

Bezüglich der Entwicklung der Weltmarktpreise für fossile Energieträger (Rohöl, Erdgas), die abgesehen von energiepolitischen Einflüssen die heimischen Energiepreise entscheidend prägen, wird von einem langfristig vergleichsweise niedrigen Preisniveau ausgegangen: Bis etwa 2010 durchschnittliche Werte von real 17 bis 18 USD/barrel, danach zunächst ein leichter, später sich beschleunigender Anstieg der Durchschnittswerte auf real 23 USD/barrel. Dieser Preispfad wird durch mehr oder weniger starke Schwankungen um diesen Trend überlagert sein. Für diese Entwicklung sprechen trotz des gegenwärtig hohen Preisniveaus für **Rohöl** auf den Weltmärkten die Angebots- und nachfrageseitigen Faktoren des Ölmarktes.

Angebotsseitig werden keine gravierenden knappheitsbedingten Preiseffekte beim Rohöl angenommen, weitere Reduzierungen der Förderkosten, technische Fortschritte auch im Bereich der nicht-konventionellen Öle mit verbesserten Wettbewerbschancen sind zu erwarten. Die Deckung der zusätzlichen Nachfrage wird über-

wiegend durch die OPEC bzw. den Nahen und Mittleren Osten erfolgen, entsprechend wird die Marktmacht dieser Region steigen, eine Tendenz zu stärker steigenden Preisen wird durch alte und neue Konkurrenztechnologien (Backstop-Technologien) auf 25 USD/barrel begrenzt. Nachfrageseitig ist unter Status-quo-Bedingungen ein weiterer Anstieg des Ölverbrauchs zu erwarten, die Einhaltung der Kyoto-Zielvorgabe und weiterer globaler umweltpolitischer Zielsetzungen würden das Ölverbrauchswachstum jedoch deutlich verlangsamen. Risiken dieser Preisvorgabe liegen vor allem in der wachsenden Abhängigkeit der Rohölversorgung vom Nahen und Mittleren Osten, einer politisch und sozialökonomisch insgesamt sehr instabilen Region, zum anderen in der Unsicherheit über die langfristige technologische und wirtschaftliche Entwicklung.

Die Bildung der **Erdgaspreise** orientiert sich in der Regel am Prinzip der Anlegbarkeit gegenüber den Konkurrenzenergien. Erdgas steht im Wärmemarkt (Raumwärme und Prozesswärme) in einem intensiven Substitutionswettbewerb. Es muss sich damit den jeweiligen Wettbewerbsverhältnissen anpassen. Das Anlegbarkeitsprinzip schlägt letztlich bis zu den in- und ausländischen Lieferanten durch, indem die Importeure nur den Preis zu zahlen bereit sind, der die Wettbewerbsfähigkeit des Gases auf dem jeweiligen Endverbrauchsmarkt nicht gefährdet. Das Anlegbarkeitsprinzip wird nach den einzelnen Marktsegmenten (Raumwärme, Prozesswärme, Stromerzeugung) differenziert gehandhabt. Für die Prognose der Erdgaspreise wird am Anlegbarkeitsprinzip festgehalten. inwieweit die vorgesehene Liberalisierung des Erdgasmarktes zu Preissenkungen führt, ist gegenwärtig offen. Spielräume für Preissenkungen werden vor allem bei der Verteilung gesehen.

Die Öffnung des **Strommarktes** in der Schweiz wird, wenn auch zeitlich verzögert, nach überwiegender Meinung zu einer deutlichen Reduzierung der Strompreise führen. Für die Quantifizierung des Strompreistrückgangs wird davon ausgegangen, dass sich langfristig die Strompreisniveaus (wenn man die nationalen energiepolitischen Massnahmen ausklammert) in Kontinentaleuropa annähern werden. Orientiert man sich an den seit der Liberalisierung bisher eingetretenen und erwarteten weiteren Veränderungen der Strompreise in Deutschland und berücksichtigt die spezifischen schweizerischen Ausgangsbedingungen (zeitliches Nachhinken der Strommarktöffnung, spezifische Strompreisstruktur), dann lässt sich folgende Strompreisentwicklung ableiten: Für die Haushalte wird mit einem Strompreistrückgang von etwa 15 % (ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer) gerechnet. Der Durchschnittspreis für die Industrie wird dagegen bis 2005/2010 mit rund 1/3 im Vergleich zu 1998 deutlich stärker zurückgehen als für die Haushalte (vgl. Tabelle 3-1).¹ Längerfristig werden sich die Strompreise in der Schweiz parallel zu Gesamteuropa verändern und dann

1 Die hier zugrunde gelegten Strompreise für die Industrie repräsentieren den sogenannten Verbrauchstyp VII (bis zu 15 GWh/Jahr und maximale Leistung von 6 MW, vgl. Gesamtenergiestatistik), was im Wesentlichen dem Bereich der Mittelspannungsebene entspricht. Die Streubreite der Industriestrompreise ist vergleichsweise hoch. Die Strompreise für Grossabnehmer mit mehr als 50 GWh oder generell für Hochspannungsabnehmer liegen mehr oder weniger deutlich unter dem hier ausgewiesenen Niveau. Offizielle Preisinformationen gibt es dazu jedoch nicht.

auch wieder zunehmen, aber das heutige Ausgangsniveau nicht mehr erreichen. Die in der Übersicht zusammengefassten Prognosezielwerte bleiben im Grunde als Basisannahme in allen Politikvarianten unverändert, unterscheiden sich dann jedoch entsprechend den in den einzelnen Varianten erhobenen Abgaben auf die betroffenen Energieträger.

Tabelle 3-1: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, reale Preise (**Basis 1990**)

	1990	1994	1998	2005	2010	2015	2020	2030
Grosshandelspreise (ohne Mwst)								
Heizöl leicht (CHF/t)	404	272	260	330	339	352	388	405
Heizöl schwer (CHF/t)	221	194	179	201	209	223	258	276
Erdgas (Industrie) (Rp./kWh)	2.81	3.14	3.08	3.29	3.37	3.50	3.85	4.02
Steinkohle (CHF/t)	86.3	65.0	75.8	74.1	74.1	72.3	71.6	73.6
Strom (Industrie) (Rp./kWh)	12.4	14.4	15.2	11.6	10.2	10.4	10.7	11.4
Haushalte (mit Mwst)								
Heizöl leicht (Rp./l)	36.3	23.6	23.1	28.1	28.9	30.2	33.2	34.9
Erdgas (Rp./kWh)	5.16	4.59	4.63	4.90	5.05	5.27	5.79	6.07
Strom (Rp./kWh)	15.4	15.6	16.5	15.3	14.4	14.7	15.2	16.3
Benzin unverbleit (95 RON) (Rp./l)	102	101	98	103	105	107	110	112
Diesel (Rp./l)	107	106	102	107	109	111	114	117

Die Annahmen zu den **langfristigen wirtschaftlichen und demografischen Rahmenbedingungen** unterscheiden sich im Grundsatz nicht von den Vorgaben, die den bisherigen Perspektivrechnungen zugrundegelegt worden sind. Sie wurden lediglich den aktuellen Entwicklungen der 90er Jahre angepasst und ausgehend von den aktuellen Werten von 1998 mit der Entwicklung der bisherigen Annahmen fortgeschrieben (vgl. Prognos, 2000). Das bedeutet, dass für das Wirtschaftswachstum von einer vergleichsweise optimistischen Entwicklung ausgegangen wird, für den Zeitraum 1998 bis 2010 von durchschnittlichen BIP-Zuwächsen von 2,2 % p.a., für 2010 bis 2030 von 1,3 % p.a. (Prognos-Synthesebericht, 1996).¹ In Tabelle 3-2 sind die Perspektiven für einige wichtige Rahmendaten zusammengefasst. Sie sind für alle untersuchten Politikvarianten identisch.

¹ Neuere Schätzungen zu den langfristigen Entwicklungsperspektiven der schweizerischen Wirtschaft, in der neben den makroökonomischen Hauptaggregaten auch langfristige Branchenprognosen behandelt werden, sind nach vorliegenden Informationen erst in 2001 verfügbar.

Tabelle 3-2: Entwicklung wichtiger Rahmendaten für die Referenzvarianten

		1998	2005	2010	2020	2030	2030/1998 Veränd. in %
Bevölkerung	1000	7127	7428	7492	7433	7379	4
BIP (zu Preisen v. 1990)	Mrd. Fr	329	381	425	498	554	68
Industrieproduktion (1990=100)	Index	112	132	145	167	185	65
Energiebezugsflächen	Mio m ²						
– Wohnungen		420	457	478	506	522	24
– Dienstleistungen		145	154	161	170	178	23
PW-Bestand	1000	3383	3599	3740	3906	4067	20

3.3 Energiepolitische Rahmensetzungen

Wie bereits erläutert werden die energetischen und kostenmässigen Auswirkungen der KKW-Stilllegungsvarianten auf der Basis von zwei verschiedenen energiepolitischen Ausgangsbedingungen untersucht, dem Energiegesetz und dem CO₂-Gesetz mit einer CO₂-Abgabe zur CO₂-Zielerreichung. Die Politikvariante des **Energiegesetzes** enthält alle im Laufe der 90er Jahre wirksamen bzw. beschlossenen energiepolitischen Massnahmen, insbesondere die Regelungen des Anfang 1999 in Kraft getretenen Energiegesetzes und repräsentiert insofern die gegenwärtig gültige Referenzentwicklung der Energieperspektiven. Die wichtigsten Ansatzpunkte des Energiegesetzes sind Verbrauchszielwerte und Zulassungsvorschriften im Haushalts- und Dienstleistungsbereich, im Gebäudebereich und im Verkehrssektor, Durchführungsvorschriften und Bewilligungspflichten, freiwillige Massnahmen, finanzielle Anreize über Förderprogramme (direkte und indirekte Förderung über Aus- und Weiterbildungsprogramme) (vgl. Tabelle 3-3).

Insgesamt sind die Regelungen des Energiegesetzes in einigen Bereichen weniger stringent ausgefallen als früher erwartet wurde. Dies gilt z.B. für den Verzicht auf die Grundsatzgesetzgebung des Bundes im Baubereich, die Koordinierung von Vorschriften über die verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung bzw. die Elektroheizungen. Dies hat seine Entsprechung in der prognostischen Umsetzung dieser Einzelmassnahmen und Vorschriften, so in einer insgesamt vorsichtigeren Einstufung ihrer Durchsetzung, ihres Vollzugs und ihrer Wirksamkeit, in der insgesamt verhaltenen Verschärfung von Verbrauchszielwerten z.B. bezüglich der Absenkung des spezifischen Treibstoffverbrauchs, der PWs oder der Elektrogeräte im Haushalts- und Dienstleistungsbereich. Hinzu kommen die geringeren finanziellen Mittel, insbesondere für das Demand-Side-Management im Elektrizitätssektor.

Tabelle 3-3: Energiepolitische Annahmen für die Referenzentwicklung:
Energiegesetz (EnG) und sonstige Massnahmen (Ansatzpunkte
und ihre Konkretisierung)

Bereich	Ansatzpunkt	EnG ab 1.1.1999 und sonst. Massnahmen
1. Geräte, Apparate (PHH, LGD)	– Warendeklaration – Verbrauchszielwerte – Zulassungsvorschriften	– Vorschriften wie EU für Kühl-/Gefriergeräte – Vereinbarungen, Labelling, Warendeklaration bzw. Verordnungen
2. Motorfahrzeuge	– Warendeklaration – Verbrauchszielwerte – Zulassungsvorschriften	1998 – 2012: Absenkung um 1,5 % p.a., danach um 1 % p.a. (Orientierung an freiwilligen Verpflichtungen in der EU)
3. Gebäude		
3.1 Raumwärme	SIA-Empfehlung 380/I; Rechtsetzungsauftrag an Kantone gem. Energiegesetz (EnG)	– Neubauten und Sanierung bis 2010 wie 90er Jahre, danach Anpassung alle 10 Jahre – kantonale Förderung des Minergiestandards
3.2 Warmwasser	EnG/Rechtsetzungsauftrag Kantone	kantonale Aufsicht
3.3 Nutzungsgrade der Heizanlagen	LRV SIA 380/1	1. Max. Abgas- und Bereitschaftsverluste nach LRV 2. Max. Verteilverluste nach SIA 380/1
3.4 VHKA	EnG/Rechtsetzungsauftrag Kantone	für Neubauten
3.5 Elektrowärme	EnG/Rechtsetzungsauftrag Kantone: – Bewilligungspflicht – Elektrowärmepumpe	1. Bewilligungspflicht für neue elektrische Widerstandsheizungen (kantonale Regelungen) 2. Keine Förderung des Ersatzes von Widerstandsheizungen durch Elektrowärme-Pumpen

Fortsetzung Tabelle 3-3

Bereich	Ansatzpunkt	EnG ab 1.1.1999 und sonst. Massnahmen
3.6 Lüftungsanlagen	SIA 380/4 EnG/Rechtssetzungsauftrag Kantone	Stillstand bis 2010, danach Anpassung alle 10 Jahre
3.7 Übrige Haustechnik	SIA 380/4 EnG/Rechtssetzungsauftrag Kantone	Stillstand bis 2010, danach Anpassung alle 10 Jahre
4. Industrie - Raum- und Prozesswärme - Elektro- und Verfahrenstechnik	– Verbrauchsvorschriften – Abwärmenutzung – Einspeisevergütung – Recycling-Vorgaben	Weiterverbreitung Energie- modell Schweiz
5. Tarife (Einspeisevergütung)	EnG/Rechtssetzungsauftrag Kantone gemäss Bundes- grundsätzen	Einspeisevergütung (15 Rp./kWh bei Bandlieferung aus regenerativen Energien und Wasserkraft <10 MW)
6. Regenerative Energien (rationelle Energie- verwendung)		25 Mio Fr. Globalbeträge Bund und Kantone
7. Substitution		
7.1 Verkehr	Modal-Split	40-Tonner-Regelung
7.2 Raumwärme	Ausbau Nah- und Fernwärme	Subventionen für erneuerbare Energien und Abwärmenutzung; bei fossil-thermischen Kraft- werken Abwärmenutzung soweit sinnvoll
8. Abgaben	Strassengüterverkehr Alpentransitabgabe	Leistungsabhängige Schwerver- kehrsabgabe gemäss LSVA- Verordnung nicht enthalten
9. Förderprogramme	– indirekte Förderung – direkte Förderung	keine zusätzlichen Mittel, wie heute 55 Mio/a (real konstant)

Für das Referenzszenario (Energiegesetz ohne CO₂-Abgabe) ergibt sich aus diesen Annahmen folgende **Entwicklung des Energieverbrauchs** (vgl. Tabelle 3-4 und Anhangtabelle 5-1):

- Im Vergleich zum Basisjahr 1998 steigt der Gesamtverbrauch in den nächsten 10-15 Jahren weiter an, ab etwa 2015 verändert er sich nur noch wenig.
- Zwischen den fossilen Energieträgern und dem Elektrizitätsverbrauch bestehen keine gravierenden Unterschiede in der Struktur des zeitlichen Verlaufs. Immerhin nimmt der Verbrauch der fossilen Energieträger, wenn auch vergleichsweise schwach, nach 2015 ab. Für die Elektrizität wird eine Trendwende dagegen nicht erwartet (vgl. Abschnitt 4.2).
- Bei den Privathaushalten und dem Dienstleistungssektor ist die Verbrauchsentwicklung sehr ähnlich. Das liegt daran, dass sie sehr stark vom Raumwärmebedarf geprägt wird. Für beide Bereiche wird ab etwa 2010 mit einem Verbrauchsrückgang gerechnet. Anders bei der Industrie und im Verkehrssektor. In diesen Gruppen nimmt der Energieverbrauch kontinuierlich zu.

Die Entwicklung des Verbrauchs an fossilen Brenn- und Treibstoffen hat entsprechende Auswirkungen auf die **CO₂-Emissionen**. Bezogen auf den Gesamtverbrauch an fossilen Energieträgern verharren die CO₂-Emissionen auf einem hohen Niveau um rd. 46 Mio t. Gegenüber dem klimabereinigten Emissionswert von 45 Mio t für 1990 nehmen sie um etwa 1 Mio t zu (vgl. Tabelle 3-4).

Nach IPCC-Berechnungsmethode werden die auf den internationalen Flugverkehr entfallenden CO₂-Emissionen nicht den nationalen CO₂-Emissionen zugerechnet, sondern als internationale Bunkerungen ausgebucht. Die im CO₂-Gesetz formulierten CO₂-Reduktionsziele folgen dieser internationalen Gepflogenheit und klammern die den Auslandsflügen zuordenbaren CO₂-Emissionen aus. Nach dem CO₂-Gesetz sind die CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Energieträger bis zum Jahr 2010 gegenüber 1990 um insgesamt 10 % zu vermindern. Für die einzelnen Energieträger gibt es differenzierte Reduktionsziele:

- Reduktion der Emissionen aus der Nutzung fossiler Brennstoffe um 15 %,
- Reduktion der Emissionen aus Flugtreibstoffen (ohne Flugtreibstoffe für internationale Flüge) um 8 %.

Auf der Basis dieser Abgrenzungen sieht die CO₂-Bilanz in der Referenzentwicklung etwas günstiger aus, da der Anstieg der CO₂-Emissionen aus der Treibstoffnutzung nunmehr mit +7,5 % (2010/1990) wesentlich schwächer ausfällt als bei Einbezug der

Auslandsflüge (+19,3 %).^{1,2} Gesamthaft liegen die CO₂-Emissionen in 2010 um 2,3 % unter dem Ausgangswert von 1990.³ Es zeigt sich, dass die CO₂-Emissionen nach 2010 weiter rückläufig sind und in 2025 um 6,5 % den 90er Wert unterschreiten. Grund ist die Abnahme bei den fossilen Brennstoffen, für die Treibstoffe ist dagegen keine Trendwende erkennbar (vgl. Abbildung 3-1).

Die **Politikvariante „CO₂-Gesetz“** enthält zusätzlich zu den Regelungen des Energiegesetzes eine CO₂-Abgabe. Diese soll dazu beitragen, die im CO₂-Gesetz formulierten Reduktionsziele zu erreichen. Die diskutierten Ergebnisse zur Entwicklung der CO₂-Emissionen für die Referenzentwicklung auf Basis Energiegesetz machen deutlich, dass die Zielsetzung einer 10 %igen Reduktion in 2010 um insgesamt 3.2 Mio. t verfehlt wird, bei den Brennstoffen um 2.1 Mio. t (9 %) und bei den Treibstoffen um 2.2 Mio. t (17 %). Aufgabe war es daher, die CO₂-Abgabe für die Brennstoffe und Treibstoffe getrennt so zu bestimmen, dass **gesamthaft** das Reduktionsziel von –10 % erreicht wird. Für die Festlegung der Abgabesätze wurde darauf geachtet, dass zumindest eines der nach Energieträgern differenzierten Reduktionsziele erreicht wird.⁴ Aus den Perspektivrechnungen für das Energiegesetz lässt sich ableiten, dass das Reduktionsziel bei den Brennstoffen leichter zu erfüllen ist als bei den Treibstoffen. Die Berechnungen zeigen, dass zur Erreichung der Zielvorgabe bei den Brennstoffen eine CO₂-Abgabe beginnend ab 2004 mit 20 Fr./t CO₂ und ansteigend bis 2009 auf 100 Fr./t CO₂ notwendig wird. Für die Treibstoffe belaufen sich die Abgabesätze bis 2009 auf 160 Fr./t CO₂. Beide Abgabesätze zusammen erfüllen das gesamthafte CO₂-Reduktionsziel von –10 %. Energetisch bedeutet dies im Vergleich zur Referenzentwicklung ohne CO₂-Abgabe (Politikfall Energiegesetz) einen Rückgang der fossilen Brennstoffverbräuche bis 2010 um 6.3 %. Der Verbrauch an fossilen Treibstoffen (ohne Flugtreibstoffe, die von der CO₂-Abgabe nicht erfasst werden) reduziert sich bis 2010 um 5.6 %. Tabelle 3-5 fasst die wichtigsten Ergebnisse zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen zusammen. Die detaillierten Ergebnisse können der Anhangtabelle 6-1 entnommen werden.

-
- 1 Der Treibstoffabsatz im Inlandflugverkehr lag 1990 bei 4,3 PJ, 1995 bei 3,5 PJ. Langfristig wird nur ein moderater Anstieg bis auf 3.7 PJ erwartet (Infras, 2000).
 - 2 Für den Umwandlungssektor wurde unterstellt, dass die Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer Nutzungszeit durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Ebenso werden die auslaufenden Bezugsrechte durch neue Bezugsrechte ersetzt.
 - 3 Eine abschliessende Bewertung, ob die für Kyoto eingegangene Verpflichtung (Reduktion der Treibhausgase um 8%) eingelöst werden kann, ist an dieser Stelle nicht möglich. Zum einen bezieht sich dieses Reduktionsziel nicht allein auf CO₂, sondern auf einen Korb mit sechs Treibhausgasen, zum anderen können die Emissionen durch den Einsatz der flexiblen Mechanismen (Emission Trading, Joint Implementation, Clean Development Mechanism) gesenkt werden.
 - 4 Ob nach den Vorgaben des CO₂-Gesetzes die Reduktionsziele für Brenn- und Treibstoffe getrennt erfüllt sein müssen, war nicht abschliessend zu klären. Die Reduktionsziele für Brenn- und Treibstoffe zusammengefasst würden nämlich einer CO₂-Reduktion von insgesamt –12.6 % gleichkommen, also deutlich mehr als das im Gesetz formulierte Ziel von –10 %.

Tabelle 3-4: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in der Referenzentwicklung mit langfristiger Nutzung der Kernenergie (**Politikvariante Energiegesetz**)

Energieverbrauch in PJ	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Nach Verbrauchergruppen								
Privathaushalte	263	265	267	267	264	260	256	250
Dienstleistungen	127	140	143	144	143	140	137	135
Industrie	173	178	190	192	193	194	197	200
Verkehr	248	269	287	297	305	311	313	313
Nach Energieträgern								
Fossile Energieträger	603	617	631	635	637	635	631	626
Elektrizität	167	176	192	199	200	202	202	202
Sonstige	41	61	63	66	68	69	69	69
Insgesamt	811	853	886	901	905	906	903	898
CO ₂ -Emissionen ²⁾	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Berechnungen Basis Gesamtenergie								
Privathaushalte	13.3	12.6	12.3	12.1	11.8	11.5	11.2	10.9
Dienstleistungen, LW	5.4	5.5	5.3	5.1	5.0	4.8	4.6	4.4
Industrie	7.2	6.5	6.7	6.6	6.6	6.5	6.6	6.7
Treibstoffe (mit Flugtreibst. Auslandsflüge)	17.6	19.2	20.3	21.0	21.5	21.9	22.0	22.0
Insgesamt ²⁾	45.0	45.2	46.1	46.3	46.4	46.2	45.9	45.5
Berechnung nach CO₂-Gesetz								
Fossile Brennstoffe ²⁾	27.4	26.0	25.8	25.4	24.8	24.3	23.9	23.5
Treibstoffe (ohne Flugtreibst. Auslandsflüge)	14.4	14.9	15.2	15.5	15.4	15.3	15.2	15.1
Insgesamt ²⁾	41.8	41.0	41.0	40.8	40.3	39.6	39.1	38.6
Veränderungen gegenüber 1990 in %								
Fossile Brennstoffe			-5.9	-7.5	-9.4	-11.3	-12.9	-14.2
Treibstoffe (ohne Flugtreibst. Auslandsflüge)			6.0	7.5	7.4	6.3	5.7	5.1
Insgesamt			-1.8	-2.3	-3.6	-5.2	-6.5	-7.6
Reduktionsziele nach CO₂-Gesetz								
Fossile Brennstoffe	27.4			23.3	(-15%)			
Treibstoffe (ohne Flugtreibst. Auslandsflüge)	14.4			13.2	(-8%)			
Insgesamt	41.8			36.5	(-10%)			

1) 1990 und 1998 klimabereinigte Werte

2) Die ausgewiesenen Emissionswerte schliessen den Umwandlungssektor mit ein. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass die Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer Nutzungszeit durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Ebenso werden die auslaufenden Bezugsrechte durch neue Bezugsrechte ersetzt.

Abbildung 3-1: CO₂-Emissionen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie
(Politikvariante Energiegesetz)

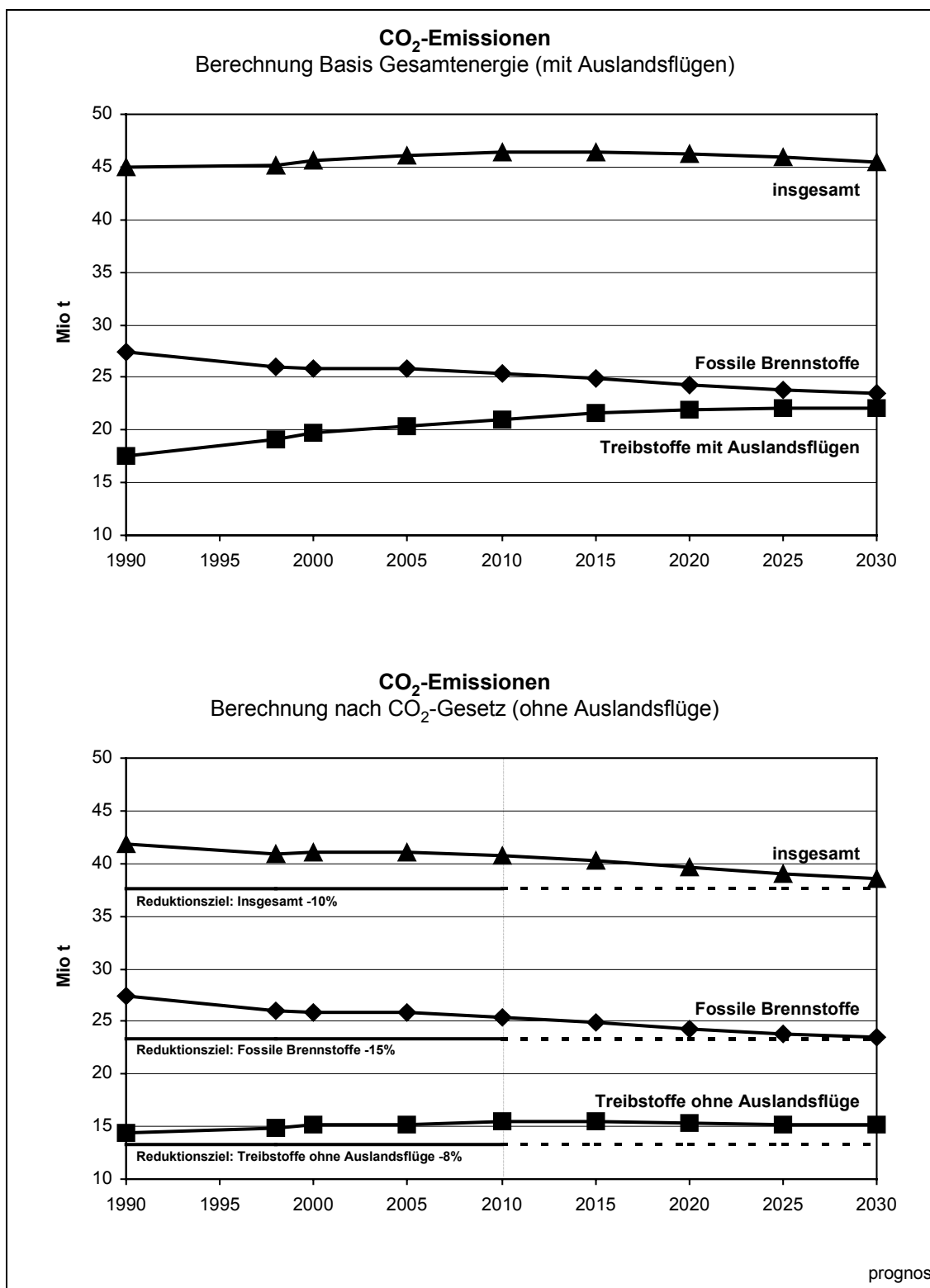


Tabelle 3-5: CO₂-Abgaben, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie (Politikvariante CO₂-Gesetz)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CO₂-Abgabe (Fr./t CO₂)						
Brennstoffe	40	100	100	100	100	100
Treibstoffe	50	160	160	160	160	160
Energieverbrauch (PJ)						
Fossile Energieträger	619	595	588	588	586	582
Brennstoffe	346	322	309	305	302	298
Treibstoffe	273	273	278	282	284	284
Elektrizität	192	200	201	203	203	203
Sonstige	63	67	69	71	72	72
Insgesamt	875	862	858	861	861	857
CO₂-Emissionen (Mio t) (nach CO₂-Gesetz)						
Fossile Brennstoffe	25.1	23.2	22.1	21.7	21.4	21.0
Treibstoffe ¹⁾	15.0	14.6	14.4	14.1	14.1	14.0
Insgesamt	40.1	37.8	36.5	35.9	35.5	35.0

1) ohne Flugtreibstoffe für Auslandsflüge

4. Stromangebotslücken in den Stilllegungsvarianten

4.1 Entwicklung des Stromangebots in der Referenz mit Kernenergie

Die Stromangebotslücken sind von verschiedenen Rahmensetzungen abhängig, zum einen vom Stromerzeugungspotential des heimischen Kraftwerksparks ohne KKW, vom KKW-Stilllegungspfad und vom Stromaussenhandel, zum anderen von der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage. Daneben sind wie im letzten Abschnitt gezeigt die energiepolitischen Rahmenbedingungen von Bedeutung. Sie beeinflussen sowohl die Angebots- wie auch Nachfrageseite. Dadurch variieren die Stromangebotslücken mit der Politikvariante.

Zunächst zu den Annahmen in der **Politikvariante Energiegesetz (EnG)**. Ausgangspunkt der Berechnungen ist die Entwicklung des Stromangebots im Referenzszenario mit Kernenergie. Hierzu mussten Annahmen zur Veränderung der heimischen Stromerzeugung und zum künftigen Export-Import-Saldo getroffen werden. Da davon ausgegangen werden kann, dass innerhalb der nächsten 10 Jahre der schweizerische Strommarkt ganz geöffnet sein wird, vollziehen sich diese Veränderungen vor dem Hintergrund völlig gewandelter Marktbedingungen: Verschärfter Wettbewerb von innen wie von aussen, europaweite und auch heimische (z.T. saisonbedingte) Überkapazitäten, rückläufige Erlöse sind Charakteristika der veränderten Marktbedingungen und werden die Investitionsentscheidungen der Anbieter wesentlich beeinflussen. Angesichts dieser Veränderungen wird es zu Anpassungen im Kraftwerkspark kommen, Stilllegungen sind nicht auszuschliessen, der Kapazitätswachstum wird zumindest mittelfristig in der Übergangsphase weiterhin niedrig sein. Die Unsicherheit über die Fortschreibung der Erzeugungspotentiale erhöht sich, insbesondere auch für den Stromaussenhandel. Für die heimische Stromerzeugung in der Referenzentwicklung des EnG wurden folgende Annahmen getroffen (vgl. auch Anhangtabellen 1-1A und 1-1B):

Kernenergieproduktion: 1999 betrug die installierte KKW-Leistung aller fünf Blöcke insgesamt 3127 MW; durch Nachrüstungsmassnahmen in den 90er Jahren erhöhte sie sich um 177 MW gegenüber dem Wert von 1990. Für den Durchschnitt der letzten 10 Jahre schwankt der Erwartungswert der Auslastungsdauer (Vollbetriebsstunden) zwischen 7450 h/a (Leibstadt und Beznau I) und knapp 7900 h/a für Gösgen. Die durchschnittliche Auslastung aller fünf Blöcke lag bei etwas über 7600 Vollbetriebsstunden, der durchschnittliche Erwartungswert für die jährliche Stromproduktion beträgt damit rd. 23.8 TWh/a. Rechnet man diesen Wert auf das hydrologische Jahr um und berücksichtigt die durchschnittliche Winter/Sommer-Relation von 56.8 % zu 43.2 %, ergibt sich als Erwartungswert für die KKW-Stromerzeugung im Winterhalbjahr ein Wert von 13.5 TWh. Rechnet man die genehmigte Leistungserhöhung von 65 MW_{el} für Leibstadt hinzu, liegen die entsprechenden Erwartungswerte bei 24.2 TWh für das hydrologische Jahr und 13.8 TWh für das Winterhalbjahr. Dies sind auch die

Ausgangswerte für die Fortschreibung der KKW-Produktion bis 2030. Für die **Referenzentwicklung** wurde von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die drei ältesten Kraftwerksblöcke Beznau I und II sowie Mühleberg mit zusammen 1077 MW werden nach einer Gesamtbetriebsdauer von 50 Jahren stillgelegt. Eine grundlegende Nachrüstung und Ertüchtigung wird aufgrund ihrer relativ geringen Leistung der einzelnen Blöcke (355 bis 365 MW) von den Betreibern gegenwärtig für wenig wahrscheinlich gehalten. Ein Ersatz durch ein neues KKW ist gegenwärtig ebenfalls nicht in Sicht. Damit vermindert sich die KKW-Stromproduktion zwischen 2019 und 2023 (Zeitraum der Stilllegung der drei Blöcke) um rd. 8.1 TWh im hydrologischen Jahr und um 4.6 TWh im Winterhalbjahr. Für Gösgen und Leibstadt wird in der Referenz eine 60-jährige Betriebsdauer unterstellt.
- Bezüglich der Ausnutzungsdauer werden die jeweiligen kraftwerkspezifischen Durchschnittswerte aus den letzten 10 Jahren bis zu einer Betriebsdauer von 40 Jahren konstant gehalten. Dies entspricht einer vergleichsweise hohen Auslastung für den gesamten KKW-Kraftwerkspark von 7600 Vollbetriebsstunden/a. Selbstverständlich ist dies eine vereinfachende Annahme. Hier sind auch andere Annahmesetzungen denkbar, einerseits dahingehend, dass mit steigendem Alter der Kraftwerke der Revisionsbedarf und Revisionsaufwand und damit die Stillstandzeiten steigen, andererseits die Meinung, dass die Verfügbarkeit der Kraftwerke mit zunehmendem Alter sogar zunähme. Werden die Kraftwerke über 40 Jahre hinaus betrieben werden, wird ein Rückgang der durchschnittlichen Auslastung um 200 h/a unterstellt. Dahinter steht die Annahme, dass die Anlagen für die Verlängerung der Betriebsdauer über 40 Jahre hinaus einer umfassenden Nachrüstung und Ertüchtigung unterzogen werden müssen, die längere Stillstandszeiten erforderlich machen.¹ Diese Vorgaben sind für sich genommen zwar unsicher, aber mit der unterstellten Verlängerung der Betriebsdauer konsistent. Diese lohnt sich mit den dafür erforderlichen Investitionen nämlich nur dann, wenn eine hohe Ausnutzungsdauer der Anlage gewährleistet ist.

Für die wirtschaftliche Beurteilung des Referenzfalls mit KKW wirkt sich die Annahme einer insgesamt vergleichsweise hohen Verfügbarkeit natürlich günstiger aus als dies mit der Vorgabe einer langfristig sinkenden Verfügbarkeit der Fall wäre. Dies führt umgekehrt dazu, dass die Kosten der Stilllegung höher ausfallen als bei geringerer Auslastung der KKW in der Referenz. Um zu prüfen, welche Bedeutung die unterstellte KKW-Verfügbarkeit für das Ergebnis hat, wurden deshalb in einer **Sensitivitätsrechnung** die Auswirkungen einer auf

¹ Die höheren Stillstandszeiten während der Ertüchtigungsphase werden der Einfachheit halber über die nächsten 10 Jahre Betriebsdauer umgelegt. Nach 50 Jahren Betriebsdauer wird eine weitere Nachrüstungs-massnahme unterstellt.

7000 h/a beschränkten durchschnittlichen Ausnutzungsdauer der KKW-Anlagen ermittelt.

Ergebnis dieser Annahmen ist folgende Entwicklung der Stromproduktion aus KKW im Referenzfall:

- * Unter Einbeziehung der genehmigten Leistungserhöhung in Leibstadt um 65 MW_{el} beträgt die KKW-Produktion etwa bis 2019 bei 24 TWh.
- * Im Zuge der sukzessiven Stilllegung der drei ältesten Blöcke (Beznau I und II sowie Mühleberg) nach 50-jähriger Betriebsdauer wird sich das Produktionsvolumen bis 2025 um mehr als 8 TWh auf 15.7 TWh verringern. Danach verändert es sich bis 2030 nicht mehr.
- * Die entsprechenden Werte für das Wirtschaftsjahr liegen bis 2019 bei 13.6 TWh bzw. und 8.9 TWh im Jahre 2025 nach Stilllegung der drei kleinen Blöcke.
- * Die hier für den Referenzfall des EnG angenommene Produktionsentwicklung der KKW gilt gleichermassen auch für den Referenzfall in den anderen Politikvarianten.

Die mit dieser KKW-Produktion verbundenen Kosten in der Referenz werden an anderer Stelle behandelt.

Wasserkraft: Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird von der erwarteten (mittleren) Produktion ausgegangen, die für 2000 auf 33.5 TWh (hydrologische Jahr) bzw. 15.1 TWh für das Winterhalbjahr geschätzt wird (vgl. BFE, Elektrizitätsstatistik). In diesen Werten sind die Kapazitätseffekte der im Bau bzw. Umbau befindlichen Anlagen eingerechnet. Für die Referenzentwicklung in der Politikvariante EnG wird durchweg für den gesamten Untersuchungszeitraum diese (mittlere) Produktion aus Wasserkraft konstant gehalten. Auch diese Annahme ist das Ergebnis von verschiedenen entgegengerichteten Entwicklungstendenzen: Auf der einen Seite gibt es innerhalb des bestehenden Wasserkraftparks nach wie vor Potenziale zur Steigerung der Stromproduktion durch Verbesserung der Wirkungsgrade mit Hilfe technischer Massnahmen (Erneuerung der Turbinen, Verbesserung der Wasserzufuhr, Speicherrhöhung zur Steigerung des Winteranteils). Auf der anderen Seite nehmen die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit solcher Massnahmen im Zuge der Deregulierung des Strommarktes deutlich zu (vgl. Diskussion um NAI). Dies gilt auch für den Bau neuer Wasserkraftwerke, der sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus Gründen ausgeschöpfter Potenziale an Grenzen stösst. Hinzu kommen die Anforderungen des Gewässerschutzes, steigende Restwasserverpflichtungen bei Konzessionsneuerhandlungen (Heimfallproblematik), die das Erzeugungspotential im Zeitablauf, insbe-

sondere nach 2020 zunehmend reduzieren.¹ Welcher Nettoeffekt sich aus diesen gegenläufigen Tendenzen ergeben könnte, ist ohne weitgehende Untersuchungen nicht zu beurteilen.

Thermische Stromproduktion: Zum Kalenderjahr 1999 betrug nach den Erhebungen der Eicher + Pauli AG die thermische Produktion knapp 3 TWh, das sind knapp 5 % der gesamten heimischen Erzeugung. In den 90er Jahren hat sich die thermische Produktion somit nahezu verdoppelt, wobei die Produktion insbesondere zwischen 1995 und 1998 überdurchschnittlich zunahm. Dazu haben vor allem die Ausweitung der KVA's (+ 370 GWh), die industrielle WKK (+ 490 GWh) und die Zunahme der Klein-WKK (+ 300 GWh) beigetragen. Für die weitere autonome (politisch unbeflusste) Entwicklung auf dem Referenzpfad wird angesichts der geänderten stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen (verschärfter Wettbewerb, erwartete Strompreisreduzierung) zunächst nur wenig Spielraum für eine spürbare Kapazitätsausweitung gesehen. Bis 2010 wird insgesamt nur ein geringer Produktionsanstieg erwartet. Nach 2010, wenn europaweit eine Bereinigung der Kapazitätsüberhänge vollzogen ist und aufgrund des europaweiten Nachfragezuwachses wieder Zubaubedarf besteht, wird sich die Zunahme der fossil-thermischen Produktion etwas erhöhen. Das bedeutet folgende Veränderungen gegenüber 2000: Bei der industriellen WKK erwarten wir in Anlehnung an die Vergangenheitsentwicklung und nach Massgabe vorhandener wirtschaftlicher Potenziale einen autonomen Anstieg von 470 GWh bis 2030, bei den KVA noch eine Zunahme von gut 270 GWh. Bei kleinen WKK-Projekten (BHKW's) wird ein autonomer Zubau von etwa 300 GWh (vorwiegend fossil-thermisch) unterstellt. Daneben ist zu berücksichtigen, dass Vouvry in diesem Jahr die Produktion eingestellt hat. Für die thermische Produktion insgesamt ergibt sich eine Zunahme von rd. 970 GWh (hydrologisches Jahr) bzw. 590 GWh (Winterhalbjahr).

Übrige erneuerbare Energieträger: Ihr Beitrag teilt sich auf in Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. Nach den Erhebungen der Eicher + Pauli AG lag die Stromproduktion dieser drei Bereiche 1998 bei 24 GWh bzw. rd. 12 GWh im Winterhalbjahr. Im Referenzfall des EnG ohne verstärkte Förderung ² gehen wir von einer sehr vorsichtigen Einschätzung des weiteren Ausbaus aus.

Der Einsatz der Biomasse in der Verstromung (gekoppelt oder ungekoppelt) hängt wesentlich von der Entwicklung der Technik ab. Erst wenn es gelingt, den Verstromungswirkungsgrad massiv zu erhöhen, kann eine wesentliche Steigerung der Stromerzeugung aus Biomasse erwartet werden.

1 Die Schätzungen zu den Wirkungen der erhöhten Mindestwassermengen reichen von 2600 bis 5000 GWh, wenn alle Konzessionen erneuert sind, etwa bis 2070 (Schleiss, 1998). Zur Problematik vgl. auch Bulletin SEV/VSE 2/99 sowie SATW, 1999.

2 Das EnG sieht als Einspeisevergütung 15 Rp/kWh bei Bandlieferung aus regenerativen Energien vor.

Untersuchungen zeigen, dass in einigen Regionen der Schweiz durchaus Bedingungen für eine sinnvolle Nutzung der Windenergie gegeben sind, im Vergleich zu den Küstenstandorten ist die Wirtschaftlichkeit jedoch deutlich ungünstiger.

Bei der Photovoltaik ist nicht das Potenzial, sondern die fehlende Wirtschaftlichkeit der begrenzende Faktor für spürbare Produktionszuwächse, auch wenn langfristig mit einer deutlichen Senkung der Stromerzeugungskosten gerechnet werden kann. Aufgrund des hohen Imagewertes der Photovoltaik werden jedoch auch künftig jährlich neue Anlagen in Betrieb genommen werden.

Insgesamt wird für die Gruppe der übrigen erneuerbaren Energien ein Erzeugungszuwachs von rd. 90 GWh bis 2030 im Kalenderjahr und von etwa 50 GWh im Winterhalbjahr unterstellt.

Fasst man die Produktionsannahmen zu den einzelnen Energieträgern zusammen, erhält man die **heimische (Netto)Stromerzeugung**. In den Anhangtabellen 1-1A und 1-1B sind die entsprechenden Referenzwerte für die Politikvariante EnG ausgewiesen.¹

Bezüglich des **Stromaussenhandels** werden nur die vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet, nicht dagegen die Stromimporte und Stromexporte, die die Funktion haben, die jahreszeitlichen Schwankungen der Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen. Die Fortschreibung der Bezugsrechte und der Lieferverpflichtungen orientiert sich daher an den heutigen vertraglichen Regelungen. Bei den Bezugsrechten bedeutet dies folgendes: Ausgehend vom heutigen Angebot in Höhe von 10 TWh (Winterhalbjahr 1998/99) wird zwischen 2016 und 2020 ein Grossteil der Bezugsrechte auslaufen und im Winterhalbjahr 2019/20 nur noch 4.5 TWh betragen. Es wird unterstellt, dass auch im liberalisierten Markt langfristige Bezugsverträge möglich sind. Um die Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien zu gewährleisten, wird angenommen, dass dies in dem Umfang erfolgt, wie es zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit von 50 % erforderlich ist. Wie oben erwähnt, wird von einer Stilllegung der drei kleinen KKW-Blöcke zwischen 2020 und 2023 ausgegangen, die annahmegemäss nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Ein Neubau von KKW ist in der Referenzvariante, die diese Option offenhält, möglich. Infolge der unsicheren Folgen der Marktöffnung wird diese Möglichkeit hier nicht weiter ausgeführt. Stattdessen werden die Bezugsrechte soweit aufgestockt, dass die vorgegebene Versorgungssicherheit von 50 % im Winterhalbjahr gewährleistet ist. Um diese Bedingung zu erfüllen, werden die Bezugsrechte in 2020 um 1.6 TWh und bis 2025 bzw. 2030 um rd. 4.5 TWh im Winterhalbjahr aufgestockt (vgl. dazu im Detail die Anhangtabellen).

1 „Netto“ bezieht sich hier auf die Stromerzeugung ohne Berücksichtigung des Verbrauchs der Speicherpumpen.

Die Lieferverpflichtungen betragen im Winterhalbjahr rd. 1.7 TWh. Sie verändern sich in der Referenzvariante bis 2030 nicht wesentlich. Im Fall der Stilllegung des KKW Leibstadt vermindern sich die Lieferverpflichtungen auf 1.1 TWh, da dieser Teil unmittelbar an die Betriebsdauer des KKW Leibstadt gebunden ist.

Wie oben angeführt, wurde die **Versorgungssicherheit**, die angibt, inwieweit die inländischen und ausländischen Beschaffungsmöglichkeiten den erwarteten Strombedarf im Inland decken können, in Abstimmung mit dem BFE auf 50 % festgelegt. Zu beachten ist, dass sich diese Vorgabe auf die Erzeugung bezieht, nicht auf die verfügbare Leistung. Diese Versorgungssicherheit ist genau dann erreicht, wenn die mittlere Beschaffung und der Inlandsverbrauch für den relevanten Zeitraum übereinstimmen. Das bedeutet, dass im Durchschnitt jedes 2. Jahr ein zusätzlicher, vertraglich nicht gesicherter Nettoimport zur Bedarfsdeckung nötig wird.¹ Hinter der Vorgabe dieses 50 %-Wertes steht die Überlegung, dass mit den zunehmenden stromwirtschaftlichen Verflechtungen in Mitteleuropa jährlich auftretende Schwankungen von Stromangebot und –nachfrage im Zuge eines kurzfristigen Austauschs über das Verbundnetz ausgeglichen werden könnten. Die Konsequenz dieser Vorgabe ist, dass die Stromangebotslücken, die durch die Stilllegung der KKW's entstehen, niedriger ausfallen als bei einer vorgegebenen Versorgungssicherheit von 90 % und mehr, wie sie in der Referenzentwicklung mit Kernenergie gegeben ist. Dadurch wird zwar die Deckung des ausfallenden Kernenergiesystems erleichtert, dem sind jedoch die entgangenen Exporterlöse gegenzurechnen (vgl. hierzu Kapitel 7).

Zu berücksichtigen ist, dass der vorgegebene Grad der Versorgungssicherheit für das Winterhalbjahr definiert ist. Trotz des europaweiten Stromverbundes und der europaweiten Liberalisierung ist diese schärfere Form gerechtfertigt, weil Versorgungssicherheit im Grunde zu jedem Zeitpunkt, und damit auch in Zeiten der Höchstlast im Winter gewährleistet sein muss. Ein Jahresdurchschnittswert hätte zu wenig Aussagekraft für die besondere Strommarktsituation in der Schweiz mit ihren saisonal gegenläufigen Nachfrage- und Angebotsprofilen: Zum Sommerhalbjahr hohes Angebot und niedrige Nachfrage mit der Folge einer Überschusssituation, im Winterhalbjahr vergleichsweise niedriges Angebot und relativ hohe Nachfrage mit der Folge einer Engpasssituation. Diese Marktsituation wird begleitet von entsprechenden Preisrelationen mit billigen Sommerüberschüssen und teurer Winterenergie zur Defizitdeckung. Ein weiterer Aspekt kommt hinzu: Der Wärme-Kraft-Kopplung kommt in den Stilllegungsvarianten eine sehr grosse Bedeutung bei der Deckung des ausfallenden KKW-Stroms zu. Da die WKK, wie ihr Name sagt, vom Wärmebedarf abhängt, ist sie nachfrageseitig direkt für die Deckung des Strombedarfs im Winter prädestiniert.²

1 Da die Erzeugung (und der Bedarf) stochastisch sind und um einen Mittelwert schwanken, ergeben sich in 50 % der Jahre Überschüsse und in 50 % der Jahre Deckungslücken.

2 Im Falle der Vorgabe einer jahresdurchschnittlichen Versorgungssicherheit von 50 % wäre der von den BHKW geforderte Deckungsbeitrag insgesamt nicht zu erbringen.

In den Anhangtabellen 1-1A und 1-1B sind die Perspektiven der Stromversorgung (Struktur der heimischen Produktion, Aussenhandelsaldo) für den Referenzfall mit Kernenergie im Politikfall Energiegesetz für das hydrologische Jahr und das Winterhalbjahr ausgewiesen.

Wie verändert sich das Stromangebot in den Referenzfällen mit Kernenergie in der **Politikvariante CO₂-Gesetz** im Vergleich zur Politikvariante Energiegesetz? Zur Erinnerung kurz die angebotsrelevanten Massnahmen in den jeweiligen Politikvarianten. Das CO₂-Gesetz sieht bei Bedarf die Einführung einer CO₂-Abgabe auf fossile Energieträger vor. Dies verändert die Kosten des Brennstoffeinsatzes und damit die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Energieträger bei der Stromerzeugung. Wie bereits erwähnt, wird in der Referenzentwicklung eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffe bis 100 sFr/t CO₂ erforderlich, um die CO₂-Ziele zu erreichen. Daraus ergeben sich für die Struktur der Stromerzeugung gegenüber dem Energiegesetz zusammengefasst folgende Auswirkungen (vgl. Anhangtabellen 2-1A und 2-1B).

- Die CO₂-Abgabe verschlechtert die Chancen für den im Energiegesetz ohne CO₂-Abgabe unterstellten Ausbau der fossil-thermischen Stromerzeugung (industrielle WKK, Klein-WKK) nachhaltig. Der Zubau an thermischer Stromerzeugung würde sich in diesem Fall im wesentlichen auf den CO₂-abgabefreien Teil beschränken (KVA, ARA, Deponiegas); insgesamt liegt nach unserer Schätzung der Zuwachs an thermischer Erzeugung um rd. 10 % tiefer als beim Energiegesetz. Denkbar ist, dass bei Einführung einer CO₂-Abgabe die WKK-Stromproduktion aus energiepolitischen Gründen ganz oder teilweise von der CO₂-Abgabe befreit wird. Diese Möglichkeit wird hier nicht weiter untersucht.
- Umgekehrt profitieren die erneuerbaren Energien (Wind, Biomasse, Photovoltaik) von der CO₂-Abgabe, ihre Wettbewerbsposition verbessert sich. Dies führt dazu, dass sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Referenz deutlich erhöht.¹
- Die nötige Aufstockung der Bezugsrechte fällt in dieser Politikvariante etwas höher aus als beim Energiegesetz. Neben den geringeren Zuwächsen an fossil-thermischer Erzeugung ist dafür der etwas höhere Stromverbrauch in dieser Variante verantwortlich (vgl. dazu weiter unten).

¹ Dennoch bleibt ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung unbedeutend.

4.2 Elektrizitätsnachfrage in der Referenz mit Kernenergie

Für die Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage wird wiederum zwischen den beiden Politikvarianten unterschieden, da die energiepolitischen Rahmenbedingungen den Stromverbrauch direkt oder indirekt beeinflussen. Die Nachfrageentwicklung, die vom **Energiegesetz** ausgeht, entspricht der Referenzentwicklung. Sie enthält insbesondere folgende energiepolitische Ansatzpunkte (vgl. Tabelle 3-3):

- Warendecklarationen und Verbrauchszielwerte für alle wichtigen Grossgeräte im Haushalts- und Bürobereich.
- Für die Kühl-/Gefriergeräte Verschärfung der Verbrauchszielwerte entsprechend den EU-Richtlinien.
- Für die übrigen Grossgeräte Verschärfung der Verbrauchszielwerte entsprechend den unterstellten technologischen Fortschritten.
- Konkret bedeutet dies Reduzierungen der spezifischen Verbrauchswerte für Neugeräte gegenüber heutigen Marktdurchschnitten von Neugeräten um bis zu 40 % bei Kühlgeräten, 25 – 30 % bei Geschirrspülern, Waschmaschinen und Tumbler und immerhin noch 20 % bei Elektroherden (Backteil).
- Bei TV, PC, Bildschirmen, Kopierern, Druckern, Faxgeräten sind Minderungen der Stand-by-Leistungen von z.T. deutlich über 50 % als Zielwerte vorgegeben.
- Für die Bewilligung neuer elektrischer Widerstandsheizungen ist mit dem EnG die Regelungskompetenz auf die Kantone übergegangen, im Vergleich zu früheren Annahmen wurde ein deutlich geringerer Vollzugsgrad unterstellt.
- Aufgrund der nachhaltigen Verbesserungen der Leistungsziffern bei den Wärmepumpen hat sich ihre Wettbewerbsfähigkeit vor allem im Einfamilienhausneubau wesentlich verbessert. Dieser Entwicklung wurde in der Fortschreibung des Wärmepumpeneinsatzes Rechnung getragen. So wurde davon ausgegangen, dass im Durchschnitt 35 bis 40 % der Einfamilienhausneubauten mit elektrischen Wärmepumpen beheizt werden. Durch die unterstellten hohen Leistungsziffern, die bis 5 ansteigen, bleibt der dadurch verursachte Stromverbrauchszuwachs begrenzt (vgl. Anhangtabelle 7-1). Im Mehrfamilienhausbau und im Sanierungsbereich sind die Wettbewerbschancen der Wärmepumpen wesentlich ungünstiger. Eine Strategie, die den Einsatz der Wärmepumpen über die in der Referenz unterstellte Entwicklung hinaus voranbringen könnte, z.B. durch die Förderung des Ersatzes von Widerstandsheizungen durch Elektrowärmepumpen, sieht das EnG jedoch nicht vor.

Auf der Grundlage dieser Annahmen und der zugrundegelegten ökonomischen Rahmenbedingungen ergibt sich folgende Entwicklung: Der Stromverbrauch auf Endverbrauchsniveau nimmt zwischen 1998 und 2020 von knapp 49 TWh um rd. 15 % auf insgesamt 56.1 TWh zu. Danach kann der Verbrauch weitgehend stabilisiert werden, nach den Perspektivrechnungen ändert er sich nicht mehr

wesentlich. In Tabelle 4-1 sind die Ergebnisse für die Politikvarianten im Überblick dargestellt. Neben dem Endenergieverbrauch sind auch die jeweiligen Landesverbräuche (hier für das hydrologische Jahr) aufgeführt, die man aus den Endverbräuchen und den Übertragungs- und Verteilverlusten erhält, unter Berücksichtigung eines Faktors, der den Übergang vom Kalenderjahr zum hydrologischen Jahr ausdrückt.¹ Gegenwärtig liegt der Anteil der Verteil- und Übertragungsverluste am Landesverbrauch im Durchschnitt knapp unter 8 %. Wir gehen davon aus, dass wie in der Vergangenheit die Übertragungsverluste anteilig weiterhin leicht gesenkt werden können.

Um die Versorgungslage anhand der Verbrauchsentwicklung beurteilen zu können, ist es wie beim Stromangebot sinnvoll, die Verbrauchsentwicklung zwischen Winter- und Sommerhalbjahr zur differenzieren. In der Tabelle 4-1 sind auch die Resultate für das Winterhalbjahr ausgewiesen. Hierbei wurde in Anlehnung an die Perspektivrechnungen von 1996 (Synthesebericht, 1996) von einer geringfügig steigenden Winter-Sommer-Relation ausgegangen. Aufgrund der relativ rückläufigen Verteil- und Übertragungsverluste verläuft die Entwicklung des Landesverbrauchs insgesamt und für das Winterhalbjahr etwas langsamer als die Entwicklung des Endverbrauchs.

Die in der **Politikvariante CO₂-Gesetz** vorgesehene CO₂-Abgabe beeinflusst den Stromverbrauch auf eher indirekte Weise. Da in der Referenzentwicklung mit Kernenergie der Anteil der CO₂-haltigen fossil-thermischen Stromerzeugung mit 2 – 3 % sehr niedrig ist, wird der Strompreis durch die CO₂-Abgabe kaum tangiert. Direkte Einspareffekte sind damit nicht verbunden. Im Raumwärmemarkt, wo Strom mit anderen Energieträgern konkurriert, sind jedoch durch die relative Verbilligung des Stroms Substitutionswirkungen zu Gunsten des Stroms, vor allem bei den Wärmepumpen, denkbar. Die Auswirkungen werden auf etwa 0.5 % des Gesamtverbrauchs geschätzt (vgl. Tabelle 4-1).

¹ Bei zunehmendem Stromverbrauch liegt dieser Faktor etwas unter 1, bei rückläufigem Stromverbrauch etwas über 1.

Tabelle 4-1: Entwicklung des Stromverbrauchs im Referenzfall mit Kernenergie für die Politikvarianten Energiegesetz (EnG) und CO₂-Gesetz, in TWh

	1998	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
EEV-Endenergieverbrauch								
EnG	48.8	50.2	53.3	55.3	55.6	56.1	56.1	56.1
CO ₂ -Gesetz			53.4	55.5	55.8	56.3	56.4	56.4
Verluste								
EnG	3.8	3.8	4.0	4.1	4.1	4.0	4.0	3.9
CO ₂ -Gesetz			4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0
Hydrologisches Jahr Landesverbrauch								
EnG	52.4	53.9	57.2	59.3	59.7	60.1	60.1	60.1
CO ₂ -Gesetz			57.2	59.5	59.9	60.3	60.4	60.4
Winter Landesverbrauch								
EnG	28.9	29.8	31.6	33.0	33.3	33.6	33.6	33.7
CO ₂ -Gesetz			31.7	33.1	33.4	33.7	33.8	33.8

4.3 Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten

Um zu den Versorgungslücken zu gelangen, ist nun ausgehend vom Stromangebot des jeweiligen Referenzfalls in einem weiteren Schritt das **Stromangebot für die verschiedenen Stilllegungsvarianten** zu bestimmen. Hierfür wird zunächst die KKW-Stromerzeugung in den zu untersuchenden Stilllegungsvarianten bestimmt.¹ Neben der Referenzentwicklung sind entsprechend der Aufgabenstellung drei Stilllegungspfade zu unterscheiden, deren Verlauf von den Vorgaben über die jeweilige Betriebsdauer der KKW's bestimmt wird. Folgt man dem Initiativtext von „Strom ohne Atom“, sind die drei älteren KKW's im Falle der Annahme der Initiative in 2002 bereits im Jahre 2004 vom Netz zu nehmen, das letzte KKW wird entsprechend der 30-jährigen Betriebsdauer in 2014 stillgelegt. Bei den beiden Stilllegungsvarianten der Moratoriumsinitiative verlängert sich der zeitliche Ablauf der Stilllegungen um jeweils 10 Jahre.

Tabelle 4-2: Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkte nach KKW-Blöcken (Jahr der Stilllegung)

	Inbetriebnahme	Initiative „Strom ohne Atom“	Moratoriumsinitiative	
		30 Jahre	40 Jahre	50 Jahre
KKB I	1969	2004/05	2009/10	2019/20
KKB II	1971	2004/05	2011/12	2021/22
KKM	1972	2004/05	2012/13	2022/23
KKG	1979	2009/10	2019/20	2029/30
KKL	1984	2014/15	2024/25	2034/35

Bei einer Lebensdauer von 40 Jahren ist der vollständige Ausstieg in 2024/25 vollzogen, bei der SoA-Initiative entsprechend bereits 2014/15. Die Moratoriumsinitiative M+ (50) unterscheidet sich von der Referenzentwicklung (Lebensdauer 50 bzw. 60 Jahre) erst ab 2029/30 (vgl. Tabelle 4-2).

Die Entwicklung der KKW-Stromerzeugung die sich aus diesen Ausstiegspfaden ergibt, ist für das hydrologische Jahr und das Winterhalbjahr in Tabelle 4-3 dargestellt. Abbildung 4-1 veranschaulicht die Veränderungen im Winterhalbjahr und stellt sie der Referenzentwicklung gegenüber.

¹ In der Politikvariante CO₂-Gesetz werden nur zwei Ausstiegsvarianten untersucht (SoA (30 Jahre) und M+ (40 Jahre)).

Tabelle 4-3: Perspektiven der Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten, GWh

	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Referenz								
Hydrologisches Jahr	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	15720
Winter	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	8936
Sommer	10247	10247	10455	10424	10363	9137	6785	6785
M+ (50)								
Hydrologisches Jahr	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	8286
Winter	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	4710
Sommer	10247	10247	10455	10424	10363	9137	6785	3576
M+ (40)								
Hydrologisches Jahr	23742	23742	24225	21507	16143	8515	0	0
Winter	13495	13495	13770	12225	9176	4840	0	0
Sommer	10247	10247	10455	9282	6967	3675	0	0
SoA								
Hydrologisches Jahr	23742	23742	16143	8515	0	0	0	0
Winter	13495	13495	9176	4840	0	0	0	0
Sommer	10247	10247	6967	3675	0	0	0	0

Abbildung 4-1: Perspektiven der Stromerzeugung aus KKW nach Stilllegungsvarianten – Winterhalbjahr, TWh



4.4 Stromangebotslücken nach Stilllegungsvarianten

Ausgangspunkt für die Ermittlung der Angebotslücken sind die Perspektiven des Stromangebots im Referenzfall mit Kernenergie, getrennt nach den beiden Politikvarianten (vgl. Abschnitt 4.1). Ersetzt man nun die KKW-Referenzstromerzeugung durch die jeweilige KKW-Erzeugung nach Stilllegungsvariante (vgl. Abschnitt 4.3), erhält man das Stromangebot für den Stilllegungsfall. Stellt man dies der Strombedarfsentwicklung (hydrologisches Jahr bzw. Winterhalbjahr) gegenüber, ergeben sich die hypothetischen Angebotslücken, differenziert nach Stilllegungs- und Politikvarianten. Tabelle 4-4 fasst die Ergebnisse zusammen. Abbildung 4-2 veranschaulicht die Zusammenhänge. Folgende Tendenzen lassen sich beobachten:

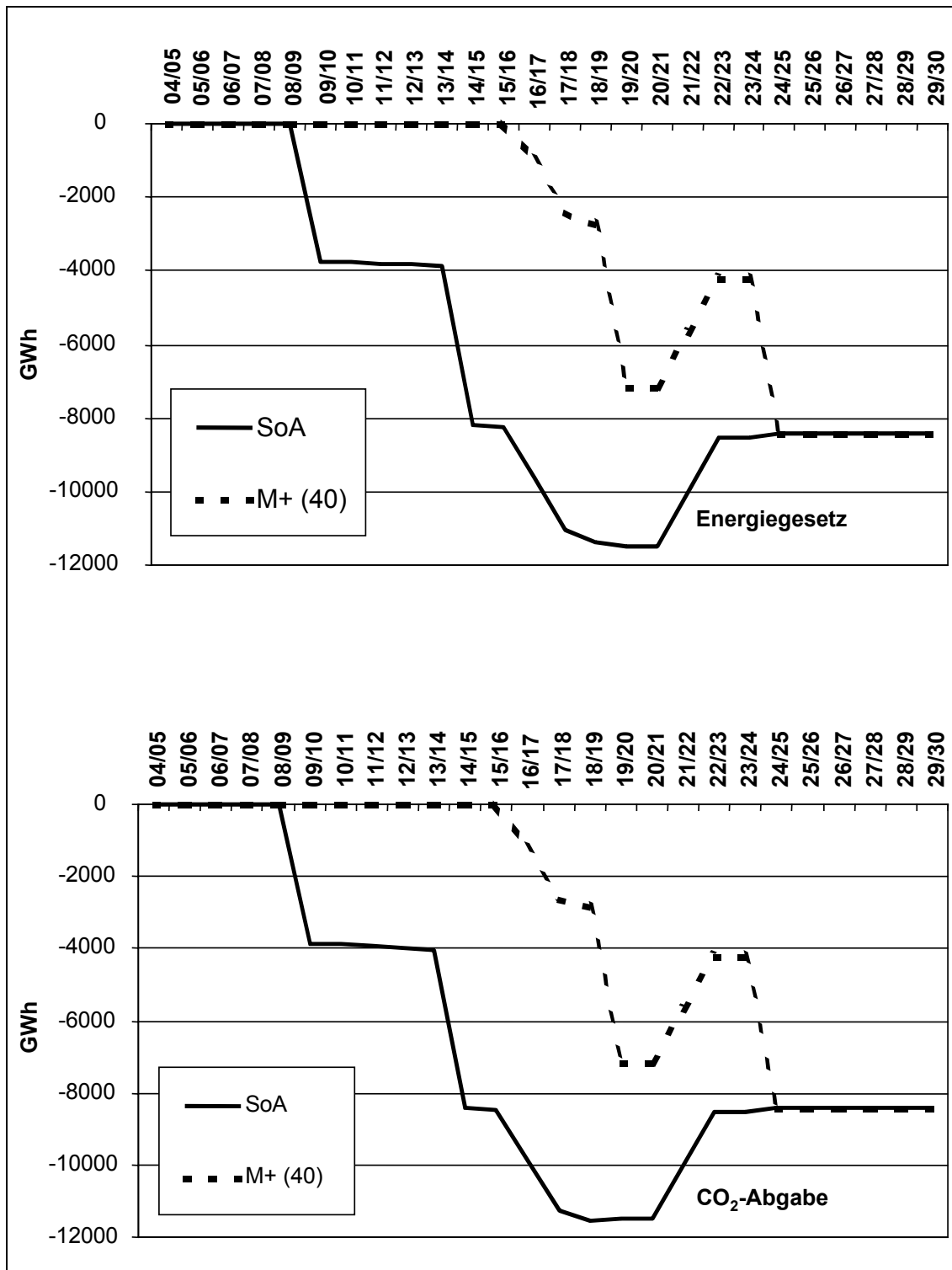
- Es wundert nicht, dass in der Stilllegungsvariante SoA die Deckungslücken innerhalb des betrachteten Zeitraums am grössten sind und zeitlich auch am frühesten auftreten.
- Die grössten Lücken ergeben sich unter den gegebenen Bedingungen und Annahmensetzungen ab 2019/2020 mit rd. 14.2 TWh im hydrologischen Jahr und 11.5 TWh im Winterhalbjahr. Dies entspricht immerhin mehr als 1/3 des Winterstrombedarfs von 33.6 TWh. Danach nehmen die Angebotslücken wieder ab. Dieses zeitliche Profil der Lücken ist wegen der Langlebigkeit der Anlagen nicht ohne Bedeutung für die Strategie der Deckung.
- Überraschend ist, dass in 2004/05, wenn in der Variante SoA die drei kleinen KKW's mit zusammen rd. 1000 MW stillgelegt werden, gemessen am 50 %-Versorgungsziel in keiner der Politikvarianten Versorgungslücken auftreten, sondern erst ab etwa 2009/10.
- Im Stilllegungsfall M+ (40) gibt es durchweg erst zwischen 2015 und 2020 Lücken, im Fall M+ (50) erst zum Ende des Betrachtungszeitraums. Hieraus wird klar, dass Massnahmen zur Schliessung der Lücken im Fall der Stilllegungsvariante SoA aufgrund des Zeitbedarfs für ihre Wirksamkeit bald nach Annahme der Initiative aufgenommen werden müssten, während bei den anderen Stilllegungsvarianten mehr Zeit bleibt.
- Zwischen den Politikvarianten EnG und CO₂-Gesetz gibt es keine nennenswerten Unterschiede in der Höhe der Versorgungslücken, obwohl beim CO₂-Gesetz die heimische Erzeugung etwas niedriger und der Stromverbrauch etwas höher ist als im Fall des EnG. Ausgeglichen wird dies durch höhere Importe.
- Vergleicht man die Versorgungslücken zwischen dem hydrologischen Jahr und dem Winterhalbjahr, so zeigt sich, dass sie sich nur im Jahr 2019/2020 und auch nur im Fall SoA signifikant unterscheiden. In den anderen Zeitpunkten und anderen Stilllegungsvarianten differieren sie kaum oder sind identisch. Aber selbst in 2019/2020 macht die im Winterhalbjahr auftretende Lücke bezogen auf die Lücke des entsprechenden hydrologischen Jahres mehr als 80 % aus.

Angebotslücken sind demnach im Sommer wie erwartet unbedeutend. Hieran erkennt man, dass man um eine Trennung der Analyse zwischen Winter- und Sommerhalbjahr nicht herum kommt.

Tabelle 4-4: Stromangebotslücken nach Stilllegungs- und Politikvarianten, in GWh

	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Energiegesetz						
M+ (50)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	0	0	-4226
Winter	0	0	0	0	0	-4226
M+ (40)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	-7194	-8653	-8545
Winter	0	0	0	-7194	-8417	-8417
SoA (30)						
Hydrologisches Jahr	0	-3755	-8208	-14254	-8552	-8594
Winter	0	-3755	-8208	-11515	-8417	-8417
CO₂-Gesetz						
M+ (40)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	-7194	-8590	-8466
Winter	0	0	0	-7194	-8417	-8417
SoA (30)						
Hydrologisches Jahr	0	-3841	-8408	-14199	-8489	-8515
Winter	0	-3841	-8408	-11515	-8417	-8417

Abbildung 4-2: Stromangebotslücken nach Ausstiegsvarianten, Winterhalbjahr



5. Strategien zur Deckung der Angebotslücke

5.1 Energiepolitische Ansatzpunkte

Als Ansatzpunkte zur Schliessung der Angebotslücke stehen Massnahmen auf der Nachfrageseite und auf der Angebotsseite des Strombereichs zur Verfügung. Nachfrageseitige Massnahmen zielen auf die rationelle Elektrizitätsanwendung (Sparen) und/oder auf die Substitution von Strom durch andere Energieträger ab. Als angebotsseitige Massnahmen kommen grundsätzlich die Erweiterung der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger und der Ausbau der fossil-thermischen Stromerzeugung in Frage. Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, soll nach den Vorstellungen der Initianten zunächst den Massnahmen auf der Nachfrageseite und der Steigerung der regenerativen Stromerzeugung Vorrang eingeräumt werden. Erst danach sollen die fossil-thermische Stromerzeugung oder auch zusätzliche Importe zum Zuge kommen. Die fossil-thermische Stromerzeugung wird von den Initianten eher als Übergangslösung angesehen. Bezüglich des Ausbaus der fossil-thermischen Stromerzeugung werden in der Initiative SoA dahingehend stringente Vorgaben gemacht, dass sie nur mit Abwärmenutzung, d.h. in Form von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen erfolgen darf. In der Stilllegungsvariante M+ (40) ist die Abwärmenutzung bei der fossil-thermischen Stromerzeugung zwar nicht vorgeschrieben, dennoch wurde sie für die entsprechenden Modellrechnungen unterstellt. Die Auswirkungen einer fossil-thermischen Stromerzeugung **ohne** Abwärmenutzung sind Gegenstand von Sensitivitätsrechnungen in Kapitel 8.

Ebenso sind Importe von nuklear oder nicht CO₂-neutral erzeugtem Strom zur Schliessung der Angebotslücken grundsätzlich nicht zugelassen, sondern müssen im Sinne der Initiativen aus regenerativen Energiequellen stammen (dies impliziert eine international harmonisierte Zertifizierung der Stromherkunft und –erzeugung).

Wie können die erforderlichen Reduzierungen des Stromverbrauchs erreicht, der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung voran gebracht und soviel WKK-Kapazitäten zugebaut werden, dass die mit der Stilllegung der KKW einhergehenden Versorgungslücken geschlossen werden können? Die entsprechenden Veränderungen in der Referenzentwicklung mit Kernenergie machen deutlich, dass die dort unterstellten energiepolitischen Instrumentarien offensichtlich nicht ausreichen, um weitergehende Effekte im Sinne der hier gesetzten Ziele im Strombereich erreichen zu können.

Um die Realisierungschancen der Strategien zur Deckung der angebotsbedingten Versorgungslücken zu erhöhen, wird daher ein Instrumentarium gebraucht, das – eingebettet in die jeweilige energiepolitische Rahmensetzung – konkret auf den Strombereich ausgerichtet ist. Ein solches Instrumentarium erfordert zum Teil eine Revision und Ergänzung des bestehenden Energiegesetzes. Zulassungsanforderungen an elektrische Anlagen und Geräten sind dagegen schon heute möglich.

Ausgehend von dem Ziel, die Stromangebotslücken auf umweltverträgliche und wirtschaftliche Art zu schliessen, muss eine solche Revision an folgenden Punkten ansetzen:

- Massnahmen zur Steigerung der rationellen Stromanwendung durch Sparen und Substituieren (Nachfrageseite).
- Massnahmen zur Steigerung des Einsatzes regenerativer Energiequellen für die Stromerzeugung und zur marktmässigen Durchsetzung der WKK zur Schliessung der verbleibenden Lücke (Angebotsseite).

Zeitliches Profil und Intensität der Massnahmen variieren je nach Stilllegungspfad. Da im Energiegesetz und auch im CO₂-Gesetz keine zusätzlichen Mittel für Fördermassnahmen zur Verfügung stehen, liegt für nachfrageseitige Massnahmen der Schwerpunkt bei ordnungsrechtlichen Instrumenten, d.h. bei der Festlegung von Verbrauchszielwerten für Geräte und Apparate im Haushalt, Büro und Gewerbe. Daneben spielen Zulassungsvorschriften und Vorgaben zur Warendeklaration eine Rolle. Wegen fehlender Fördermassnahmen ist unter den gegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen eine Strategie zum forcierten Einsatz der Wärmepumpen im Raumwärmebereich, der über den bereits in der Referenzentwicklung erwarteten starken Zuwachs im Einfamilienhausbau hinausgeht und vor allem den Mehrfamilienhausbau und Altbaubereich erfassen müsste, wo die Wettbewerbschancen der Wärmepumpen wesentlich ungünstiger sind, nicht möglich.¹

Ebenso bleibt für die Ausdehnung der regenerativen Stromerzeugung nur geringer Spielraum. Denkbar ist eine Zertifizierung und Quotierung regenerativ erzeugten Stroms in der Form, dass die Verbraucher zum Kauf einer vorgegebenen Menge an ökologisch erzeugtem Strom verpflichtet werden. Dieses Instrument wird auch für die Ausschöpfung der WKK-Potenziale eine wichtige Rolle spielen. So wäre es möglich, eine Quotenregelung für erneuerbare Energie in eine solche für WKK-Strom zu integrieren, bei gleicher Gesamtquote, wodurch eine Konkurrenzsituation zwischen WKK-Strom und Ökostrom hergestellt und sich dann auch die jeweils günstigere Lösung durchsetzen würde. Da die regenerative Stromerzeugung im Vergleich zum WKK-Strom im Durchschnitt höhere Erzeugungskosten aufweist, erscheinen die Chancen für die erneuerbaren Energien vorderhand gering. Mit dem zunehmenden WKK-Ausbau, der auch kleine BHKW's mit einbezieht und zu höheren Grenzkosten führt, steigen dann aber auch die Chancen der regenerativen Energien. Denkbar wäre natürlich auch, für die regenerativen Energien eine separate Quote einzuführen; die WKK-Quote und die Quote für regenerativ erzeugten Strom würden dann zu-

¹ Unter Effizienzgesichtspunkten wäre eine weitere Verbreitung der Wärmepumpen wünschenswert. Die Kombination von Wärmepumpen und WKK-Anlage führt zu Systemnutzungsgraden von 150 bis 200 % (Zogg, 1998). Das „System“ wird energetisch um so günstiger, je höher der Nutzungsgrad bei der Stromerzeugung ausfällt. So ist das „System“ Wärmepumpe mit einer ungekoppelten hocheffizienten GuD-Anlage (Wirkungsgraden von 55-60%) einem „System“ Wärmepumpe mit einer WKK-Anlage bei elektrischen Wirkungsgraden von 25 – 33 % überlegen.

sammen die jeweilige Angebotslücke abzudecken haben. Aus Gründen steigender Erzeugungskosten wurde diese Option hier nicht weiter untersucht.

Für die Schliessung der Angebotslücken spielt die Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) die entscheidende Rolle. Um die WKK-Strategie durchsetzen und die dafür benötigten WKK-Potenziale ausschöpfen zu können, ist im Energiegesetz die Verankerung eines dafür geeigneten Instrumentariums vorzusehen. Dezentrale WKK-Anlagen, die hierzu benötigt werden, weisen in der Regel wesentlich höhere Stromerzeugungskosten als entsprechende Referenzanlagen (zentrale GuD-Anlagen ohne Abwärmernutzung) auf. Da Subventionen wegen fehlender Mittel nicht möglich sind, kommt als möglicher politischer Ansatzpunkt die oben bereits erwähnte Quotenregelung in Frage. Diese wird gegenwärtig auch in anderen europäischen Ländern (z.B. Deutschland) diskutiert bzw. auch angewandt (Niederlande). Im Prinzip sieht die Quotenregelung vor, dass eine Kaufpflicht von Strom aus WKK-Anlagen in einer bestimmten Grössenordnung besteht. Ob diese Abnahmepflicht beim Stromverbraucher oder beim Händler verankert ist, ist eine Frage der Ausgestaltung und hier von geringerem Interesse. Im Umfang der vorgegebenen WKK-Quote (z.B. bezogen auf die heimische Stromerzeugung oder den Stromverbrauch) werden Zertifikate ausgegeben, die einen Preis haben und gehandelt werden können (Zertifikatehandel). Dadurch wird gewährleistet, dass von den insgesamt verfügbaren WKK-Potenzialen die jeweils wirtschaftlichsten Anlagen zum Zuge kommen (vgl. dazu näher Abschnitt 5.4).

Im Anhang 8 sind die verschiedenen möglichen energiepolitischen Ansatzpunkte eines ergänzten und erweiterten Energiegesetzes (EnG) im Überblick zusammengestellt.

5.2 Ordnungsrechtliche Massnahmen in den Stilllegungsvarianten

Die ordnungsrechtlichen Massnahmen eines ergänzten und erweiterten Energiegesetzes konzentrieren sich auf folgende Vorgaben:

- Verschärfung der Verbrauchszielwerte und der Zulassungsvorschriften für Neugeräte im Haushaltsbereich und für Bürogeräte
- Zulassungsbeschränkungen für Widerstandsheizungen
- Verschärfung der Anforderungen in der Haustechnik und im Gewerbebereich

Ausgangspunkt der Massnahmen sind die in der Referenzentwicklung unterstellten gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen, die im Wesentlichen durch die Übernahme der EU-Vorschriften für Kühl- und Gefriergeräte und von Vereinbarungen Labelling und Warendeklaration geprägt sind. Gerätezielwerte sind bereits in der Referenzentwicklung vorgegeben, sie orientieren sich jedoch im Wesentlichen am Fortschritt der technologischen Trends. Für alle Haushaltsgrossgeräte und stromin-

tensiven Bürogeräte werden verschärfte Zielwerte angewandt, die über die autonomen Trends hinausgehen und sich an der bereits heute bestehenden Verbrauchseffizienz der Bestgeräte orientieren. Dabei wird darauf geachtet, dass die Verbrauchszielwerte aus heutiger Sicht technisch realisierbar sind – sie wurden mit dem BFE abgestimmt. Die Vorgaben sind in ihrer Höhe und zeitlichen Entwicklung zwischen den Stilllegungsvarianten SoA und Moratoriumsinitiative unterschieden, da auch Umfang und zeitlicher Verlauf der Versorgungslücken zwischen den beiden Initiativen differieren. In der Tabelle 5-1 sind für einige wichtige Geräte die Zielwerte für die Initiativen den Referenzannahmen gegenübergestellt.

Tabelle 5-1: Zielwerte Elektro-Haushaltsgeräte im Vergleich

	Einheit	1997 Marktdurchschnitt Neugeräte	2005	2010	2020	2030
Kühlgeräte	kWh/24 h					
Zielwerte Referenz		0.85	0.75	0.69	0.60	0.52
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.40	0.40	0.31	0.28
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.75	0.54	0.40	0.31
Gefriertruhen u. -schränke	kWh/24 h					
Zielwerte Referenz		1.07	0.92	0.86	0.76	0.67
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.60	0.60	0.53	0.49
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.92	0.70	0.60	0.53
Elektroherde (Backöfen)	kWh/Backzyklus					
Zielwerte Referenz		0.92	0.85	0.82	0.77	0.73
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.72	0.72	0.67	0.64
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.85	0.73	0.72	0.67
Geschirrspüler	kWh/iMG					
Zielwerte Referenz		0.136	0.121	0.121	0.113	0.104
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.098	0.090	0.083	0.076
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.121	0.104	0.090	0.083
Tumbler	kWh/kg					
Zielwerte Referenz		0.67	0.61	0.58	0.52	0.47
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.38	0.38	0.34	0.32
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.61	0.47	0.38	0.34
Waschmaschine	kWh/kg					
Zielwerte Referenz		0.25	0.22	0.21	0.20	0.19
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			0.18	0.18	0.17	0.16
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			0.22	0.19	0.18	0.17
TV: Stand-by-Leistungen	W					
Zielwerte Referenz		6.00	3.80	3.42	2.85	2.47
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall SoA)			1.00	1.00	0.88	0.77
Zielwerte EnG ¹⁾ (Fall M+)			3.00	2.00	1.00	0.88

1) erweitertes Energiegesetz

Man erkennt, dass die Zielwertvorgaben in den Stilllegungsvarianten die entsprechenden Werte in den Referenzannahmen z.T. deutlich unterschreiten, am stärksten bei den Kühlgeräten, weil hier die technischen Potenziale am grössten erscheinen. Die Zielwerte in der Moratoriumsinitiative folgen denjenigen in der SoA-Initiative mit einer zeitlichen Verzögerung von etwa 10 Jahren. Wir wollen hier nicht näher auf die einzelnen Geräte eingehen. Für den ungewichteten Durchschnitt der betrachteten Haushaltsgeräte ergeben sich als Näherungswert für die Abweichungen der Zielwertvorgaben von den Referenzannahmen folgende Werte:

- für SoA-Initiative: -31 %
- für Moratoriumsinitiative M+ (40): -24 %

Für den Bereich der Haushaltsgeräte entspricht diese Reduktionsrate in etwa einem durchschnittlichen Reduktionspotenzial von 60 kWh/Gerät (S.A) bzw. Jahr bzw. 45 kWh/Gerät und Jahr (M+ (40)), jeweils gegenüber den Referenzannahmen.

Für die Bürogeräte und elektronischen Geräte (Fernseher, PC) wurden für die einzelnen Geräte wie bisher Zielwerte für den Leistungsbezug im Stand-by- bzw. off-Zustand definiert. Für die Stand-by-Leistungen wurden teilweise kräftige Reduktionen unterstellt.¹ Darüber hinaus wurden auch Zielwerte für den Leistungsbezug im Betriebszustand (Nutzungsphase) angenommen. Die Schwierigkeit bei den Bürogeräten und elektronischen Geräten ist, dass der Leistungsbedarf zwischen den einzelnen Betriebszuständen (Aktiv, Stand-by, Aus) stark variiert und damit der effektive Stromverbrauch vom jeweiligen Nutzungsprofil abhängt, d.h. von der zeitlichen Verteilung der Betriebszustände. Hierüber liegen in der Regel nur unzureichende Informationen vor. Es mussten deshalb vereinfachende Annahmen getroffen werden.

Die bisherigen Erfahrungen mit Verbrauchszielwerten in den 90er Jahren zeigen, dass diese in vielen Fällen nicht erreicht wurden, obwohl sie von den Herstellern/Importeuren akzeptiert wurden (Schmitz, 1999). Für die Quantifizierung der Einspareffekte der Zielwertvorgaben war diese Beobachtung zu berücksichtigen, um realitätsnahe Ergebnisse zu erzielen. Den Sektorexperten (Prognos, CEPE) wurde deshalb vorgegeben, den Berechnungen mit ihren Bottom-up-Modellen jeweils zwei unterschiedliche Vollzugsszenarien zugrunde zu legen, einen eher hohen und einen eher niedrigen Vollzugsgrad mit entsprechend unterschiedlichen Zielerreichungsvorgaben.

Ähnlich wird mit der Bewilligungspflicht für Ohmsche Widerstandsheizungen verfahren. Die Vollzugskompetenz liegt nach dem EnG bei den Kantonen. Die bisherigen Erfahrungen offenbaren einige Defizite, daneben bleibt die Elektrowärme gerade in Spezialbauten wie Zivilschutzanlagen, im Ferienhaus-, Zweitwohnungsbereich eine

¹ Dabei ist es im Prinzip unerheblich, ob diese Leistungsreduktion bereits im Gerät integriert ist oder z.B. durch sogenannte Sparboxen erreicht wird, die die Geräte im Stand-by-Betrieb nach gewählter Zeit vom Netz trennen unter Beibehaltung ihrer Funktionalität (vgl. LCP-Programm der Stadtwerke Hannover, April 2000).

sinnvolle Alternative, die hier auch nicht in Frage gestellt wird. Für die Durchrechnung der Wirkungen wurde wie bei den Haushalts- und Bürogeräten von unterschiedlichen Vollzugsgraden ausgegangen. Je nach Vollzugsgrad ergibt sich aus den Modellrechnungen ein mehr oder weniger starker Rückgang der Ohmschen Widerstandsheizungen. In der Stilllegungsvariante SoA geht der Stromverbrauch für Elektrowärme im Haushaltsbereich bis 2020 auf 45 % des entsprechenden Referenzniveaus mit Kernenergie zurück, bis 2030 sogar auf 15 %. Der Minderverbrauch an Elektrowärme wird in den Modellrechnungen durch Heizöl, Erdgas und Wärmepumpen ersetzt und führt dort zu entsprechenden Mehrverbräuchen. In Tabelle 5-2 sind die Ergebnisse der Modellrechnungen zu den Wirkungen der unterstellten ordnungsrechtlichen Massnahmen zusammengefasst, jeweils für das jeweilige Kalenderjahr. Der Mehrverbrauch der mit der Substitution von Elektrowärme durch Wärmepumpen einhergeht, ist in den Ergebnissen saldiert berücksichtigt.

Tabelle 5-2: Wirkungen ordnungsrechtlicher Massnahmen auf den Stromverbrauch nach Stilllegungsvarianten, GWh¹⁾
(Abweichungen zur Referenzentwicklung)

(Kalenderjahr)	2005	2010	2020	2030
PHH				
SoA (hoher Vollzugsgrad)	-337	-1124	-2039	-2342
SoA (niedriger Vollzugsgrad)	-164	-533	-916	-1038
M+ (hoher Vollzugsgrad)	-16	-353	-1229	-1647
M+ (niedriger Vollzugsgrad)	-8	-160	-575	-766
GDL				
SoA (hoher Vollzugsgrad)	-57	-242	-552	-727
SoA (niedriger Vollzugsgrad)	-27	-158	-330	-384
M+ (hoher Vollzugsgrad)	-14	-66	-297	-476
M+ (niedriger Vollzugsgrad)	-3	-28	-116	-172
Industrie				
SoA (hoher Vollzugsgrad)	-34	-146	-337	-450
SoA (niedriger Vollzugsgrad)	-16	-96	-202	-237
M+ (hoher Vollzugsgrad)	-8	-40	-181	-294
M+ (niedriger Vollzugsgrad)	-2	-17	-71	-106
Insgesamt				
SoA (hoher Vollzugsgrad)	-428	-1512	-2928	-3518
SoA (niedriger Vollzugsgrad)	-207	-786	-1448	-1659
M+ (hoher Vollzugsgrad)	-39	-459	-1707	-2417
M+ (niedriger Vollzugsgrad)	-12	-206	-762	-1044

1) Quellen: CEPE/Prognos. Die Ergebnisse für die Industrie wurden über Analogieschlüsse errechnet.

Die Einsparungen nehmen im Zeitablauf langsam zu und erreichen 2030 ihr Maximum. Die Spreizung der Wirkung streut vom niedrigen Vollzugsgrad in der Moratoriumsinitiative bis zum hohen Vollzugsgrad in der SoA-Initiative um das 3- bis 4-fache. Bezogen auf den Stromverbrauch in der Referenzentwicklung machen die Einsparungen in 2030 zwischen 1.9 und 6.3 % aus. Wie immer bei solchen Modellrechnungen ist bei der Interpretation und Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen, dass die Wirkung sich erst allmählich im Zuge der Umschichtung des Gerätebestandes über Neukäufe vollzieht, die Zeit braucht. Gleichzeitig darf nicht vernachlässigt wer-

den, dass bereits in der Referenzentwicklung beachtliche Verbesserungen bei der Geräteeffizienz unterstellt wurden (vgl. dazu die detaillierten Tabellen in Anhang 7).

Die Umsetzung dieser Ergebnisse in den verschiedenen Stilllegungsvarianten erfolgt dadurch, dass Annahmen über die jeweiligen Vollzugserfolge als gewichtete Durchschnitte aus hohen und niedrigen Vollzugsgraden getroffen wurden. Im Energiegesetz und CO₂-Gesetz, wo keine zusätzlichen Fördermittel zur Verfügung stehen, wurde davon ausgegangen, dass im Fall der Annahme der Initiativen dem Vollzug der ordnungsrechtlichen Massnahmen grosse Bedeutung zugemessen wird. Für beide Politikvarianten wurde jeweils eine 60:40 Gewichtung der Verbrauchswirkungen aus hohem und niedrigem Vollzugsgrad angesetzt. Tabelle 5-3 zeigt die Stromeinspareffekte getrennt nach den Ausstiegsvarianten, die Strommehrverbräuche, die mit dem Ersatz der Elektrowärme durch Wärmepumpen einhergehen, sind gegenge-rechnet. Ausserdem sind auch die geringeren Netzverluste als Konsequenz des niedrigen Stromverbrauchs in den Werten bereits berücksichtigt.

Tabelle 5-3: Stromminderverbräuche durch ordnungsrechtliche Massnahmen nach Stilllegungsvarianten, in GWh (vor CO₂-Neutralisierung) ¹⁾

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Landesverbrauch (Referenz)	57329	59426	59716	60125	60137	60143
Stromminderverbräuche						
SoA	-370	-1312	-1960	-2506	-2755	-2965
– Stromsparen ²⁾	-164	-626	-880	-1119	-1180	-1216
– Widerstandsheizungen	-190	-637	-1010	-1287	-1470	-1637
– Sonstiges ³⁾	-16	-50	-71	-101	-105	-111
M+ (40)	-28	-388	-940	-1429	-1742	-1998
– Stromsparen ²⁾	-28	-185	-343	-516	-619	-690
– Widerstandsheizungen	0	-184	-570	-860	-1056	-1238
– Sonstiges ³⁾	0	-19	-27	-53	-66	-70
Landesverbrauch						
SoA	56959	58114	57756	57619	57382	57178
M+ (40)	57301	59038	58776	58696	58395	58145

1) Werte gelten für Energiegesetz und CO₂-Gesetz

2) Rationelle Stromanwendung in den Privaten Haushalten, Gewerbe, Industrie

3) Saldo aus geringeren Netzverlusten und Mehrverbräuchen Wärmepumpe

Die für das Kalenderjahr gewonnenen Ergebnisse werden zur Weiterverarbeitung nachfrageseitig auf das Winter- und Sommerhalbjahr verteilt. Dabei ist nicht unbedeutend, dass die Einsparungen bei der Elektrowärme, die im Durchschnitt 55 – 60 % der gesamten, durch ordnungsrechtliche Massnahmen erzielten Einsparungen gegenüber der Referenzentwicklung ausmachen, fast vollständig das Winterhalbjahr betreffen und dort dann auch entsprechend zur Reduzierung der Versorgungslücken beitragen können.

Die Frage, bis zu welchem Grad die Stromeinsparungen durch ordnungsrechtliche Massnahmen voran gebracht werden können, ist schwer zu beurteilen. In unseren

Rechnungen spielen Aspekte wie die Höhe der Einsparpotenziale (z.B. bei der Elektrowärme), das aus heutiger Sicht technisch Realisierbare, die Durchsetzbarkeit und vollzugsmässige Umsetzung der Massnahmen und die Einsparkosten eine Rolle. Die Frage der Einsparkosten ist bei den stromverbrauchenden Geräten ein sehr schwieriges Problem. Hier sind verschiedene Besonderheiten zu berücksichtigen: Zum einen besteht nicht immer, wie vielleicht denkbar, ein Zusammenhang zwischen Stromverbrauchseffizienz und Preis des Gerätes (innerhalb derselben Gerätekategorie), zum Teil liegt der Preis des sparsameren Gerätes sogar niedriger als der Marktdurchschnitt. Zum anderen sind die Mehrkosten oft nicht bekannt bzw. nicht mit unterschiedlichen Stromeffizienzen in Verbindung zu bringen (z.B. in der Industrie oder im Gewerbe). Hier wurde daher von sehr groben, vereinfachenden Annahmen ausgegangen. Wir kommen an anderer Stelle darauf zurück. Ein weiteres kommt hinzu: Unter Optimierungsgesichtspunkten wären in der Theorie die Kosten der (nachfrageseitigen) Stromeinsparungen denen des (angebotsseitigen) Zubaus von Kapazitäten gegenüberzustellen, d.h. die Stromeinsparungen sollten soweit durchgeführt werden, bis die steigenden Einsparkosten den Grenzkosten des Kapazitätsausbaus z.B. durch WKK entsprechen. Wie bereits erwähnt, ist in der Realität diese Vergleichssituation so nur im Rahmen von z.B. Contracting-Modellen oder LCP-Programmen gegeben, wo der jeweilige Entscheid in Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage erfolgen kann. Der „normale“ Stromendverbraucher sieht sich dagegen in der Regel einer anderen Entscheidungssituation gegenüber. Er wird daher seine Entscheidung für oder gegen ein sparsames Gerät nicht an den Kosten der Alternative eines WKK-Ausbaus, sondern an den effektiven Strompreisen und dessen erwarteten Veränderungen messen. Als Signal kommen beim Endverbrauch nicht die höheren Erzeugungskosten des Kapazitätsausbaus an, sondern nur die davon beeinflussten Strompreise. In den durchschnittlichen Strompreisen, denen sich der Endverbraucher gegenüber sieht, schlagen sich die Grenzkosten z.B. der zusätzlichen BHKW's jedoch nur mit ihrem entsprechenden Anteil an der gesamten nationalen Produktion nieder, d.h. in einer möglicherweise geringeren Masse als die Mehrkosten der Einsparungen.

In der Realität wird sich eine Mischung aus den verschiedenen Entscheidungssituationen einstellen, Contracting-Modelle und LCP-Systeme, die an Bedeutung gewinnen werden, auf der einen Seite, die normale Endverbrauchersituation auf der anderen Seite. Bei der Festlegung der ordnungsrechtlichen Massnahmen wurde daher aus den genannten Gründen auf einen konsequenten Ausgleich der Grenzkosten zwischen Angebots- und Nachfrageseite verzichtet. Unter den getroffenen Annahmen liegen die durchschnittlichen Mehrkosten der Einsparungen zwischen den Grenzkosten des zusätzlichen WKK-Ausbaus und der dadurch bedingten durchschnittlichen Strompreiserhöhung, wobei auch die Strompreiseffekte der CO₂-Abgabe zu berücksichtigen sind, die für die CO₂-Neutralisierung benötigt wird und die Kosten des WKK-Ausbaus erhöht (vgl. Kapitel 6).

Um die Unsicherheit über die Möglichkeiten und Auswirkungen der ordnungsrechtlichen Stromeinsparungen zu vermindern, wurde in einer **Sensitivitätsrechnung**

von einem deutlich stärkeren Stromsparen ausgegangen und auf ihre energetische und kostenmässige Konsequenzen für den Fall der SoA-Initiative (Energiegesetz) untersucht. Das verstärkte Stromsparen gründet sich auf höheren Vollzugsraten, verschärften Zielwerten und einer schnelleren Umschichtung des Geräteparks (vgl. Kapitel 8).

5.3 WKK-Ausbau zur Deckung der Restlücken

5.3.1 Quantifizierung der verbleibenden Versorgungslücken

Im Sinne der von den Initianten gewünschten Prioritätensetzung bildet die verbleibende Versorgungslücke, die nicht durch nachfrageseitige Massnahmen und/oder Ausbau der regenerativen Stromerzeugung gedeckt werden kann, die variable Komponente der Gesamtstrategie. Diese muss dann durch eigene fossil-thermische Stromerzeugung und/oder durch Stromimporte geschlossen werden. Zur Bestimmung dieser restlichen Versorgungslücken sind zunächst die im Abschnitt 5.2 behandelten Verbrauchs- und Angebotswirkungen zu berücksichtigen. Daneben sind, was leicht übersehen werden kann, die Veränderung (hier Zunahme) der Exporte, die mit dem Sparen und der Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung einhergeht, zu berücksichtigen. Da im Sommerhalbjahr ausser für 2020 trotz Stilllegung der KKW keine Versorgungslücken auftreten, führt der Teil der Einsparungen und höheren regenerativen Stromerzeugung, der das Sommerhalbjahr betrifft, nicht zu einer Senkung der Lücken (im Winter), sondern zu einer Zunahme der Exporte im Sommer. Auch an diesem Effekt erkennt man deutlich, dass eine Differenzierung zwischen Sommer- und Winterhalbjahr für eine adäquate Analyse erforderlich ist. Ausgehend von diesen Zusammenhängen und bei Differenzierung der Verbrauchswirkungen nach Winter- und Sommerhalbjahr verbleiben die in Tabelle 5-4 dargestellten Angebotslücken.

Die Tabelle zeigt, dass sich die verbleibenden Versorgungslücken weitgehend auf das Winterhalbjahr konzentrieren. Unterschiede zwischen dem hydrologischen Jahr und dem Winterhalbjahr sind nur noch für den Zeitraum um 2020 festzustellen. Die höchsten verbleibenden Versorgungslücken zeigen sich in der Stilllegungsvariante SoA nach wie vor um 2020, und zwar gleichermassen für beide Politiksznarien. Im Stilllegungspfad der Moratoriumsinitiative (M+ (40)) beschränken sich die Deckungslücken auf den Zeitraum 2020 bis 2030.

Tabelle 5-4: Verbleibende Stromangebotslücken nach Stilllegungs- und Politikvarianten, in GWh (vor CO₂-Neutralisierung)

	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Energiegesetz						
M+ (50)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	0	0	4226
Winter	0	0	0	0	0	4226
M+ (40)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	6058	7021	6798
Winter	0	0	0	6058	7021	6798
SoA (30)						
Hydrologisches Jahr	0	2799	6728	11777	6296	6106
Winter	0	2799	6728	9621	6296	6106
CO₂-Gesetz						
M+ (40)						
Hydrologisches Jahr	0	0	0	6047	7009	6785
Winter	0	0	0	6047	7009	6785
SoA (30)						
Hydrologisches Jahr	0	2878	6919	11722	6284	6093
Winter	0	2878	6919	9609	6284	6093

5.3.2 Quantifizierung der WKK-Potenziale

Wie bereits erwähnt, sind die verbleibenden Lücken nach den Vorstellungen der Initianten mit einer Strategie der Wärme-Kraft-Kopplung zu decken. Stromimporte, die über die Bezugsrechte der Referenzannahme hinausgehen, sind nach der Vorgabe der Initianten nur zugelassen, wenn der Strom nachweislich CO₂-frei produziert wurde. Das bedeutet, dass nur Strom aus regenerativen Energiequellen in Frage kommt. Fossil-thermisch erzeugter Strom oder Atomstrom werden mit Ausnahme des zur Versorgungssicherheit von 50 % nötigen Einsatzes vom Import ausgeschlossen. Ob sich hieraus möglicherweise ein Konflikt mit den WTO-Vereinbarungen oder mit den EU-Richtlinien der Strommarkliberalisierung ergeben könnte, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung und müsste genauer hinterfragt werden.¹ Hier wird davon ausgegangen, dass keine Widersprüche zu den internationalen Handelsvereinbarungen gegeben sind. Das bedeutet, dass der importierte Strom als Ökostrom zertifiziert sein muss. Selbst wenn dies künftig möglich ist und WTO-seitig keine Bedenken bestünden, bleibt diese Strategie problematisch, da Ökostrom vorderhand knapp und teuer ist und Importe implizit das entsprechende Potenzial im exportierenden Land vermindern, wo er in der Regel ebenfalls knapp ist und gefördert wird und zur Verbesserung der Ökobilanz jenes Landes beitragen soll. Wir haben diese Option deshalb nur am Rande berücksichtigt und angenommen, dass für die Schweiz 1.2 TWh bzw. 780 GWh im Winterhalbjahr frühestens ab 2015 zum Einsatz kommen. Dies

¹ Würde sich ein solcher Konflikt ergeben, wäre die gesamte WKK-Strategie unter andere Ausgangsbedingungen zu stellen.

entspricht beispielsweise 5 % der deutschen Stromerzeugung aus Windkraft. Als Durchschnittspreis für diesen Windkraftstrom wurden frei Grenze 12 Rp/kWh unterstellt.¹

Für die WKK-Strategie im engeren Sinne werden nur heimische Anlagen betrachtet. Der Import fossil-thermischen WKK-Stroms ist, da er nicht CO₂-neutral ist, entsprechend den Vorgaben nicht zugelassen. Der Schwerpunkt der WKK-Strategie liegt im Zubau von dezentralen WKK-Anlagen, d.h. BHKW's für Einzelobjekte im Gebäudebereich (Wohnungen, Büros, Gewerbe). Für industrielle WKK kommen ebenfalls BHKW's oder Gasturbinen in Frage. Grosse zentrale GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung, die eine Mindestgrösse von 20 MW_{el} aufweisen, und als zentrale Anlage den Aufbau einer Wärmeverteilung über grössere Entfernungen benötigen, sind gemäss dem Initiativtext zwar zugelassen, werden sich nach unseren Annahmen aber auf die Umrüstung von Heizwerken innerhalb bestehender Fernwärmeversorgungsnetze beschränken. Der Zubau neuer Fernwärmenetze wird in dieser WKK-Strategie aus Kostengründen nicht angenommen.

Welche WKK-Stromerzeugungspotenziale bestehen künftig in der Schweiz? Reichen sie aus, um die verbleibenden Stromangebotslücken, die sich in einzelnen Politikvariante auf fast 12 TWh im Gesamtjahr bzw. fast 10 TWh im Winterhalbjahr belaufen, zu decken? Die Wärme-Kraft-Kopplung ist nur dann sinnvoll anzuwenden, wenn die im WKK-Prozess anfallende Wärme auch Abnehmer findet. Daher ist die Situation auf dem Wärmemarkt für die Beurteilung der Potenziale entscheidend. Vom zeitlichen Jahresprofil des Wärmebedarfs aus betrachtet, bietet sich die Wärme-Kraft-Kopplung für die Deckung der Versorgungslücken geradezu an, da die Versorgungslücken vor allem im Winter auftreten und daher mit dem Wärmebedarf weitgehend kongruent sind.

Bei einer dezentralen WKK-Ausbaustrategie kommen im Grunde alle Wärmeerzeugungsanlagen als WKK-Einsatzbereich in Frage. Im Haushalts- und Dienstleistungsbereich sind dies in der Regel Anlagen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, in geringem Umfang für Niedertemperaturprozesswärme z.B. in Krankenhäusern. In der Industrie sind sowohl der Prozess- als auch der Raumwärmebedarf zu berücksichtigen. Ein Vorteil der BHKW-Anlagen ist, dass die Bandbreite der auf dem Markt angebotenen Leistungsgrössen an BHKW-Modulen sehr gross ist. Sie reicht vom Mini-BHKW mit einigen wenigen KW elektrische Leistung² bis in den MW_{el}-Bereich, so dass im Grunde ein sehr grosses Spektrum des gesamten Raum- und Warmwasserbedarfs durch dezentrale BHKW-Anlagen abgedeckt werden kann, von kleinen Einzelobjekten, einem kleinen Mehrfamilienhaus oder einem Krankenhaus bis hin zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs von Stadtquartieren mit hoher Dichte des Wärmeleistungsbedarfs oder in Industriebetrieben. Vor allem der

¹ Das bedeutet, dass in erster Linie günstiger Windkraftstrom aus den Küstenregionen importiert wird.

² Verschiedene BHKW-Hersteller bieten inzwischen „Kleinst“-BHKW mit elektrischen Leistungen zwischen 5 und 20 KW_{el} an.

Einsatz im Wohngebäudebereich ist von entscheidender Bedeutung, da sich hier die grossen Potenziale befinden.

Methodisch knüpft die Schätzung der WKK-Potenziale an die Studie von Gubser (Gubser, 1997) an, in der die Grenzen und Möglichkeiten einer dezentralen Stromversorgung in der Schweiz untersucht wurden. Ausgangspunkt der Analyse ist der für die einzelnen Politikvarianten prognostizierte Wärmebedarf. In der folgenden Tabelle 5-5 ist er für die Politikvariante Energiegesetz nach Verwendungszwecken und nach Endenergie- und Nutzungsniveau differenziert zusammengestellt. Berücksichtigt ist in den Werten nur der von fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas und Kohle) gedeckte Wärmebedarf in den Privaten Haushalten, im Dienstleistungsbereich und in der Industrie. Um eine Vorstellung über die Grössenordnung der WKK-Potenziale zu gewinnen, kann man zunächst in einer einfachen Abschätzung davon ausgehen, dass der gesamte Wärmebedarf WKK-tauglich wäre. Unterstellt man, dass mit den WKK-Anlagen durchschnittlich 2/3 des Wärmebedarfs gedeckt werden und die durchschnittliche Stromkennziffer bei 0,55 liegt, so kommt man auf eine maximale Stromproduktion von knapp 30 TWh (etwa 22 TWh im Winterhalbjahr). Diese Schätzung dient lediglich als erste Annäherung. Sie ist unter heutigen Bedingungen eine rein theoretische Obergrenze, ausgehend von der wenig realistischen Annahme, dass der gesamte Wärmebedarf WKK-geeignet ist.

Tabelle 5-5: Wärmebedarf nach Verwendungszwecken (Politikvariante Energiegesetz vor CO₂-Neutralisierung, SoA), PJ

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Endenergie						
Niedertemperatur insgesamt	245	243	239	234	229	223
Raumwärme	198	197	193	189	185	180
Warmwasser	47	46	46	45	44	43
Prozesswärme (inkl. Spitäler)	92	91	89	88	88	89
Insgesamt	338	334	328	322	317	312
Nutzenergie						
Niedertemperatur insgesamt	205	209	209	208	207	204
Raumwärme	167	170	170	169	168	166
Warmwasser	38	39	39	39	39	38
Prozesswärme (inkl. Spitäler)	77	78	78	78	80	81
Insgesamt	282	287	287	287	287	286

Zwischen den Politikvarianten unterscheiden sich der Wärmebedarf und damit auch die WKK-Potenziale. Bei der Politikvariante CO₂-Gesetz, liegt der Wärmebedarf aufgrund der in der Referenzentwicklung unterstellten CO₂-Abgabe 10 bzw. 20 % unter den Werten des Energiegesetzes, entsprechend geringer sind die WKK-Potenziale. Diese Abhängigkeit gilt es auch bei der Schätzung der CO₂-Neutralisierung zu berücksichtigen, da im Zusammenhang mit einer allfälligen CO₂-Abgabe der Wärmebedarf und die WKK-Potenziale sinken.

Um zu realistischen WKK-Potenzialen zu kommen, werden in einem weiteren Schritt die Wärmebedarfe für die verschiedenen Anwendungszwecke nach Wärmehöchstklassen differenziert. Für die Aufteilung des Niedertemperaturbereichs konnte auf die Ergebnisse der Gubser-Studie zurückgegriffen werden. Dort wurde auf der Grundlage der VSO-Statistik,¹ in der die in der Schweiz installierten Heizanlagen nach Leistungsklassen und Anzahl der Anlagen geordnet ausgewiesen sind, nach Überarbeitung der VSO-Daten² der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser auf insgesamt 10 verschiedene Klassen der Wärmehöchstlast aufgeteilt. Die daraus gewonnene Grössenstruktur wurde auch in unseren Berechnungen für den Niedertemperatursektor zugrundegelegt. In der linken Hälfte der Tabelle 5-6 sind die Ergebnisse beispielhaft für das Jahr 2010 und die Politikvariante Energiegesetz ausgewiesen. Dasselbe Vorgehen wird auch für die anderen Jahre und die anderen Politikvarianten angewandt. Die Klasse mit 8 KW Wärmehöchstlast bezieht sich auf Einfamilienhäuser, die nächsten beiden Klassen auf kleine MFH bzw. kleine Bürogebäude usw. Man erkennt, dass quantitativ die hohen Leistungsklassen im Bereich der Wohn- und Bürogebäude eine unbedeutende Rolle spielen, während auf die unteren Wärmehöchstklassen, die unter 100 KW_{th} liegen, mehr als 60 % des gesamten Wärmebedarfs entfallen.

Für den Prozesswärmebedarf beruht die Aufteilung nach Leistungsklassen auf eigenen Annahmen. Für den Bereich der Spezialgebäude Krankenhäuser und Hallenbäder liegen keine Informationen vor. Gemessen an der Grössenstruktur der Krankenhäuser ist die angenommene Gleichverteilung eine vereinfachende Annahme. Auch die Struktur der Leistungsklassen für die industrielle Prozesswärme beruht auf Schätzungen. Aktuelle Informationen sind nicht verfügbar. In Anlehnung an Schätzungen zu den Potenzialen der industriellen WKK, die im Rahmen der EGES von der SEC (Sulzer Energieconsulting) durchgeführt werden, wurde der WKK-würdige Prozesswärmeanteil auf 25 % des gesamten industriellen Prozesswärmebedarfs festgelegt. Dies ist in den entsprechenden Werten der Tabelle 5-6 eingerechnet. Vorhandene Unschärfen in der Verteilung der Leistungsklassen im Industriebetrieb sind für das Gesamtergebnis jedoch nicht von Bedeutung, weil die Streuung der Stromgestehungskosten in diesen Leistungsbereichen wesentlich geringer ist als im Bereich der Wohngebäude und Büros.

1 VSO: Verband Schweizerischer Öl- und Gasbrenner-Hersteller: die Statistik stammt aus dem Jahr 1996. Sie wird zwar nicht mehr aktualisiert, als Basis für unsere Berechnungen bleibt sie dennoch geeignet.

2 Aus der VSO-Statistik lässt sich ableiten, dass die im Gebäudebereich installierte Heizleistung, gemessen am Nutzwärmebedarf z.T. weit überdimensioniert ist, eine Beobachtung, die auch aus Deutschland bekannt ist.

Tabelle 5-6: Aufteilung des Nutzenergiebedarfs nach Wärmehöchstklassen in 2010
(Politikvariante Energiegesetz vor CO₂-Neutralisierung, SoA), PJ

Niedertemperaturwärme Wohngebäude, Büros ²⁾		Prozesswärme Spezialgebäude ¹⁾		Prozesswärme Industrie	
Leistungs- klassen in KW _{th}	Nutzenergie- bedarf 2010	Leistungs- klassen in KW _{th}	Nutzenergie- bedarf 2010	Leistungs- klassen in MW _{th}	Nutzenergie- bedarf 2010
8	21.1	1000	1.4	1	1.4
25	35.7	2000	1.4	2	2.1
41	32.1	4000	1.4	4	3.2
82	43.8	6000	1.4	8	3.5
200	29.5	9000	1.4	12	2.7
400	23.1			16	2.1
650	14.5			20	1.4
820	6.4			24	0.7
1100	1.4			>24	0.5
1650	1.1				
Insgesamt	208.8	Insgesamt	7.0	Insgesamt	17.7

1) Krankenhäuser, Hallenbäder, Schulen, Altersheime, Freizeitcenter

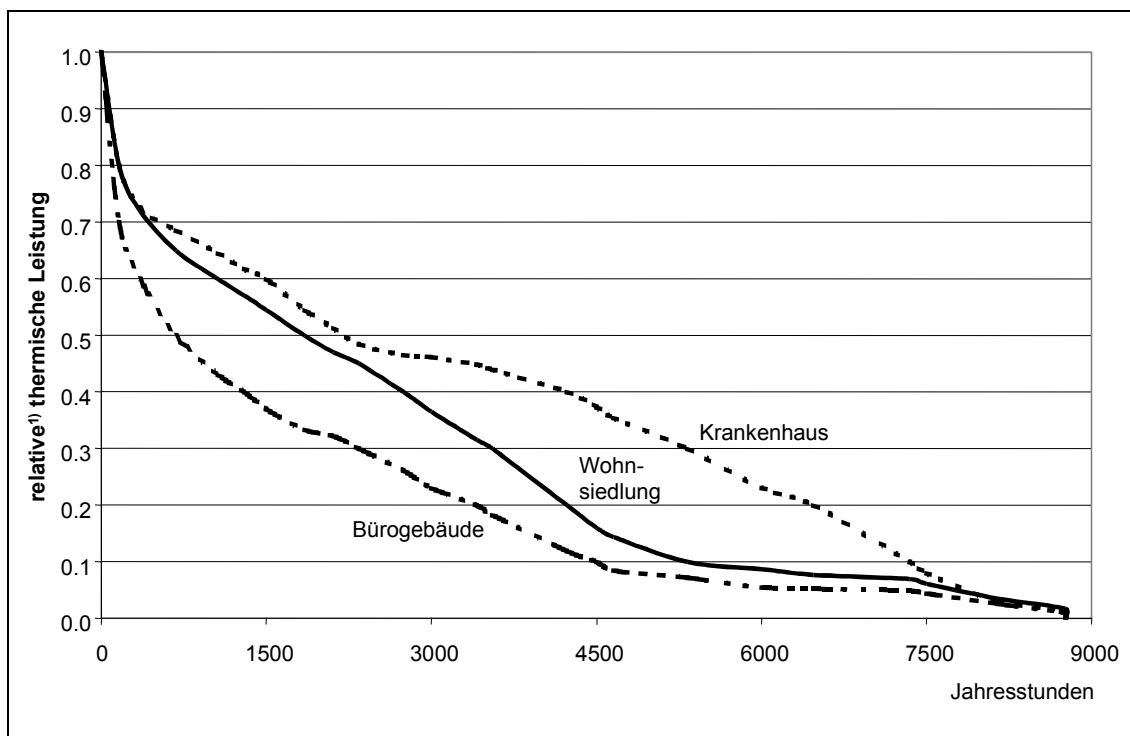
2) ohne städtische Fernwärmenetze

Die so definierten Wärmehöchstklassen sind die Grundlage für die Ableitung und Zuordnung entsprechender elektrischer Leistungsklassen der dezentralen WKK-Anlagen (in der Regel BHKW's, für die Industrie z.T. Gasturbinen). In der Praxis orientiert sich die Auslegung der BHKW's an den konkreten individuellen Verbrauchsbedingungen des zu versorgenden Objekts, am Zeitprofil des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser, dargestellt an sogenannten geordneten Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs. Aus Messungen weiss man, dass die zeitliche Charakteristik des Wärmebedarfs je nach Grösse und Nutzung der Gebäude sehr unterschiedlich ist. Je kleiner die Zahl der Verbraucher ist, um so ungleichmässiger ist in der Regel der Lastgang mit relativ höheren, aber zeitlich kürzeren Bedarfsspitzen. Bei grossen Mehrfamilienhäusern und Nahwärmegebieten mit mehreren Gebäuden verläuft der Wärmebedarf in der Regel gleichmässiger als bei kleinen Objekten, die Bedarfsspitzen sind weniger ausgeprägt, weil der Gleichzeitigkeitsfaktor niedriger liegt. Ähnliche Unterschiede bestehen auch im Dienstleistungssektor, man denke z.B. an Bürogebäude oder Schulen mit schwachem Bedarf an den Wochenenden, im Vergleich zu den Krankenhäusern, die rund um die Uhr einen Wärmebedarf aufweisen.

Für die Auslegung der BHKW's bildet das zeitliche Profil des Wärmebedarfs jedoch die massgebliche Grundlage. Aus der Abbildung 5-1 lässt sich ablesen, dass je flacher die Jahresdauerlinie verläuft, was gleichbedeutend ist mit einem ausgeglichenen Wärmebedarf, desto höher ist der Anteil des Wärmebedarfs, der bei gegebenem Anteil der WKK-Anlage an der Wärmehöchstlast durch die WKK-Anlage gedeckt werden kann. Legt man z.B. eine durch das BHKW gedeckte Wärmeleistung von 40 % zugrunde, so würde im Fall des Bürogebäudes dieser Wärmebedarf nur in knapp 1500 h/a auftreten, im Fall des Krankenhauses aber fast 4500 h/a. Deshalb wird sich die Auslegung der BHKW's in den beiden Fällen unterscheiden.

Diese Beispiele dokumentieren auch anschaulich die grundsätzliche Schwierigkeit, der man sich bei der Entscheidung über die Auslegung des BHKW in einem bestimmten Einzelfall gegenübersteht. Einerseits soll unter energetischen und umweltbezogenen Aspekten von dem jährlich anfallenden Wärmebedarf ein möglichst hoher Anteil aus gekoppelter Erzeugung bereitgestellt werden, andererseits soll eine hohe Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Aus den Jahresganglinien lässt sich ablesen oder berechnen, dass mit steigendem Anteil der durch das BHKW gedeckten Wärmehöchstlast zwar auch der Anteil des durch das BHKW gedeckten Wärmebedarfs zunimmt, die Auslastung der Anlage – gemessen an den Vollbenutzungsstunden – aber sinkt. Das hat für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage negative Auswirkungen, da die BHKW's vergleichsweise kapitalintensiv sind und daher eine hohe Auslastung benötigen, um die Gestehungskosten zu dämpfen. Als Zielwert wird in der Praxis eine Auslastung von 4000 bis 6000 Volllaststunden pro Jahr angestrebt.

Abbildung 5-1: Wärmejahresdauerlinien für verschiedene Versorgungsobjekte im Vergleich



nach Bönisch et al, 1996

1) auf die jeweilige Wärmehöchstlast bezogen

Die Frage, welcher Anteil der Wärmehöchstlast durch das BHKW gedeckt werden soll, um eine optimale Wirtschaftlichkeit zu erzielen, muss für jeden Einzelfall gesondert geprüft werden. In unseren Modellrechnungen schwankt der Anteil zwischen 30 % für kleine Objekte mit niedrigen Wärmehöchstlasten und 35 % für grössere Verbrauchseinheiten bis über 40 % bei Nahwärmeinseln oder spezifischen Objekt-BHKW's für Krankenhäuser bzw. WKK-Anlagen in der industriellen Anwendung. Mit diesen Leistungsanteilen können rd. 65 bis 85 % des Jahreswärmebedarfs gedeckt

werden. Der Rest ist durch einen Spitzenkessel, in der Regel die vorhandene Heizanlage, zu bedienen.

Aus den jeweiligen gebäudeseitigen Wärmehöchstlasten, den Annahmen zu dem von der WKK-Anlage zu deckenden Anteil und den Vorgaben für die anlagenspezifischen Stromkennziffern lässt sich dann unmittelbar die elektrische Leistung der WKK-Anlage ableiten. Die Stromkennziffer gibt das Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung der WKK-Anlage an. Je höher die Stromkennziffer und damit der elektrische Wirkungsgrad der Koppelanlage bei gegebenem Gesamtwirkungsgrad der WKK-Anlage ist, um so energetisch günstiger ist der Gesamtprozess zu bewerten. Aus den am Markt angebotenen BHKW-Anlagen lässt sich der Zusammenhang ableiten, dass mit höherer BHKW-Leistung auch die Stromkennziffer steigt.¹ In den hier betrachteten WKK-Anlagen variiert die Stromkennziffer zwischen 0.43 für die Mini-BHKW's und 0.6 bzw. 0.7 für BHKW's mittlerer Grössen (200 bis 600 KW_{el}) bis zu 1.2 für grosse GuD-Anlagen in städtischen Fernwärmenetzen. Die durchschnittliche Grösse der in den Modellrechnungen betrachteten WKK-Anlagen reicht von 5.5 KW_{el} bis 50 MW_{el}. Insgesamt werden 30 verschiedene WKK-Anwendungen unterschieden, die mit den Wärmehöchstklassen (vgl. Tabelle 5-6) korrespondieren und sich in folgende Bereiche gruppieren lassen:

1. Mini-BHKW's mit Leistungen im Bereich von 5 bis 14 KW_{el}: Diese decken Wärmehöchstklassen von 40 bis etwa 100 KW_{th} und einen Nutzwärmebedarf von zusammen 90 PJ ab.
2. Objekt-BHKW's mit elektrischen Leistungen von 20 bis 450 KW_{el}: Diese entsprechen Wärmehöchstklassen von etwa 140 bis über 2 MW und Wärmebedarfen von zusammen 61 PJ.
3. Siedlungs-BHKW's als Nahwärmeversorgung von 240 bis 600 KW_{el}, Wärmehöchstklassen von rd. 1.2 MW_{th} bis 2.6 MW_{th}, sie umfassen etwa 14 PJ.
4. Spezifische Objekt-BHKW's für Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie, 450 bis 3000 KW_{el}, rd. 20 PJ Wärmebedarf (davon rd. 13 PJ in der Industrie).
5. Industrielle WKK mit Gasturbinen von 2 bis 6 MW_{el}, etwa 8 bis 20 MW Wärmehöchstlast und Prozesswärmebedarf von 5 PJ und schliesslich
6. zentrale GuD-Anlagen für bestehende städtische Fernwärmenetze mit elektrischen Leistungen zwischen 20 und 60 MW_{el}, Wärmehöchstlasten von knapp 60 bis 110 MW_{th}. Sie decken etwas mehr als 7 PJ ab.

Tabelle 5-7 fasst für ausgewählte WKK-Anlagen die in unseren Modellrechnungen zugrundegelegten Auslegungsdaten nach technischen Charakteristika wie Stromkennziffer, elektrischer Wirkungsgrad, Wirkungsgrad der WKK-Anlage, Auslastungs-

¹ Im Vergleich zwischen öl- und gasbetriebenen Anlagen schneidet hier die Dieselanlage bei gleicher Leistungsgrösse besser ab.

dauer, thermische Leistung, Wärmehöchstlasten, Nutzwärmebedarf pro Anlage u.a.m. im Überblick zusammen. Man erkennt, dass, wie oben erwähnt, unter den gesetzten Bedingungen erst Gebäude mit Wärmehöchstklassen von mehr als 40 KW für ein Objekt-BHKW in Frage kommen, also kleinere Mehrfamilienhäuser mit einem Nutzenergiebedarf von etwa 80 MWh_{th}/a. Je nach spezifischem Heizenergiebedarf des Gebäudes (Neubau, Altbau) entspricht dies einem Gebäude von 650 – 1050 m² Wohnfläche mit etwa 6 bis 10 Wohneinheiten. Wollte man Gebäude mit geringeren Wärmehöchstlasten berücksichtigen, müsste der vom BHKW zu deckende Anteil der Wärmehöchstlast deutlich ansteigen (damit der elektrische Leistungsbedarf eine Mindestgrösse von wenigstens 3 – 4 KW_{el} erreicht).¹ Mithin würden aufgrund der ungünstigen Jahresdauerlinie die Vollbenutzungsstunden und damit die Auslastung deutlich sinken und damit die Gestehungskosten steigen. Ein Beispiel soll dies zeigen: Wollte man z.B. die Gebäude mit Wärmehöchstlasten von etwa 25 KW mit berücksichtigen, müsste der vom BHKW zu deckende Anteil auf etwa 50 - 55 % der Wärmehöchstlast ansteigen, um eine elektrische Leistung in der Grössenordnung eines Mini-BHKW (5.5 KW_{el}) zu erhalten. Die Ausnutzungsdauer der Anlage sänke jedoch von den unterstellten 4300 h/a auf nur noch 3100 h/a, ein Rückgang um 18 %, der aufgrund der damit einhergehenden entsprechenden Erhöhung der spezifischen Kapital- und fixen Betriebskosten kaum mehr einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht.²

Erst wenn die Brennstoffzellentechnik breit einsatzbereit ist, bestehen kaum mehr Begrenzungen von der Wärmebedarfsseite. Zum einen liegt die Stromkennziffer weit höher, zum anderen werden nach Experteneinschätzungen bei den Brennstoffzellen Economies of Scale kaum noch eine Rolle spielen, daneben soll die Flexibilität der Anlage auch bei kleinen Leistungseinheiten erhalten bleiben, d.h. die technischen Parameter wie Stromkennziffern verschlechtern sich kaum bei kleineren Anlagen. Da der technisch wirtschaftliche Durchbruch dieser Technik gegenwärtig noch offen ist, haben wird diese Option in einer **Sensitivitätsrechnung** behandelt, dies auch unter dem Aspekt eines mittelfristig stärkeren Rückgangs der Erzeugungskosten (vgl. Kapitel 8).

Dadurch, dass kleinere Gebäude nicht für Objekt-BHKW's berücksichtigt werden können, reduziert sich das WKK-Potenzial im Gebäudebereich (Niedertemperaturwärme) vorderhand zwar um rd. 27 %. Ein Teil davon wird jedoch dadurch wettgemacht, dass kleinere Gebäude durch Berücksichtigung von Nahwärmenetzen zumindest in kleinerem Umfang in der WKK-Strategie einbezogen werden. Wir haben vier Fälle unterschieden:

1. Fall: Ersatz (Umrüstung) einer bestehenden Heizzentrale eines bestehenden Wohngebietes durch eine BHKW-Anlage

1 Bei diesen Leistungseinheiten liegt die Stromkennziffer der angebotenen BHKW lediglich noch bei etwa 0.35, der elektrische Wirkungsgrad bei 20 %.

2 Die Erzeugungskosten der Anlagen stiegen dadurch um etwa 4 Rp/kWh, fast 20 %.

- 2. Fall: Altbaugelbiet (Wohnen, Gewerbe: Mischgebiet), Aufbau einer Nahwärmeverversorgung/Nahwärmenetzes
- 3. Fall: Neubaugelbiet: Aufbau eines Nahwärmenetzes, BHKW und Heizzentrale
- 4. Fall: Verdichtetes Quartier: Aufbau einer Nahwärmeverversorgung

Wir haben die **Potenziale für Nahwärmenetze** mit insgesamt etwa 14 PJ Nutzenergiebedarf vorsichtig eingeschätzt, für die WKK-Strategie insgesamt spielen sie daher nur eine untergeordnete Rolle. Gründe sind die hohen Investitionsanforderungen in den Aufbau eines Nahwärmenetzes. Im vorhandenen Gebäudebestand muss ein solches Nahwärmenetz oft noch mit einem bestehenden Gasnetz konkurrieren, so dass der für einen wirtschaftlichen Betrieb der Gesamtanlage erforderliche Anschlussgrad keineswegs gesichert ist. Etwas besser ist die Situation bei Neubaugelbieten. Mit dem simultanen Aufbau eines Nahwärmenetzes ist in der Regel die Versorgung der einzelnen Gebäude mit Nahwärme geregelt und ein genügend hoher Anschlussgrad gewährleistet. Die mit Nahwärmenetzen versorgten Objekte werden kleineren MFH und auch Ein- oder Zweifamilienhäusern zugeordnet, also Gebäuden die ansonsten als Potenzial für ein Objekt-BHKW nicht in Frage kommen.

Für die **industrielle WKK** wird, wie bereits erwähnt, ein Potenzial von knapp 18 PJ angesetzt, entsprechend 25 % des gesamten industriellen Prozesswärmebedarfs.

Die WKK-Potenziale, die für bestehende **städtische Fernwärmenetze** ermittelt wurden, gehen vom gegenwärtigen Stand und von der gegenwärtigen Anlagen- und Brennstoffstruktur der Fernwärmeverversorgung in der Schweiz aus. Der Aufbau neuer Fernwärmenetze wird nicht unterstellt. Der weitaus grösste Teil des heute in die Netze eingespeisten Fernwärme stammt aus ungekoppelter Erzeugung. Insofern gibt es hier mit dem Ersatz der Heizwerke durch Heizkraftanlagen, in der Regel GuD-Anlagen, noch WKK-Potenziale, deren Wirtschaftlichkeit bei vorhandenem Wärmenetz im Vergleich zu anderen, dezentralen WKK-Konzepten als günstig beurteilt werden kann. Die Schätzung der zusätzlichen WKK-Potenziale berücksichtigt zum einen die bereits bestehende Stromproduktion, zum anderen die Struktur des Brennstoffeinsatzes. Es wurden nur die mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen für eine Umrüstung als WKK-Anlagen einbezogen. Die KVA mit Fernwärmenetzen wurden dagegen nicht als zusätzliche Potenziale eingerechnet. Der Grund ist, dass sie in der Regel unter anderen Zielsetzungen als der Stromerzeugung konzipiert wurden, was man auch daran erkennt, dass zwar ein Grossteil der KVA-Anlagen bereits Strom produziert, allerdings die Strommengen im Vergleich zu der produzierten Wärme sehr gering sind.

Tabelle 5-7: Auslegungsdaten für die ausgewählten WKK-Anlagen in der WKK-Strategie (Hydrologisches Jahr)

	Wärme- höchstlast d. Objektes	therm. Leistung pro WKK- Anlage	elektr. Leistung pro WKK- Anlage	Strom- kennzahl	Wirkungs- grad WKK- Anlage	WKK-Anteil an Wärme- höchstlast	Auslastungs- dauer WKK	elektr. Leistung nach Wärme- höchstklassen	WKK-Strom- erzeugungspotenzial nach Wärme- höchstklassen
	KW-th	KW-th	KW-el				h/a	MW-el	GWh
Mini-BHKW Wohnbereich	43	13	5.5	0.43	0.83	0.30	4294	606	2604
Mini-BHKW Wohnbereich	56	17	7.5	0.45	0.83	0.30	4368	423	1846
BHKW klein Wohnbereich	98	29	14	0.48	0.84	0.30	4683	279	1307
Objekt-BHKW Wohnbereich	139	42	20	0.48	0.84	0.30	4773	275	1315
Objekt-BHKW Bürogeb.	400	100	50	0.50	0.84	0.25	4640	251	1167
Objekt-BHKW Wohnbereich	513	154	80	0.52	0.85	0.30	4973	281	1396
Objekt-BHKW Wohnbereich	774	232	130	0.56	0.85	0.30	4961	133	662
Objekt-BHKW Wohnbereich	1249	387	240	0.62	0.87	0.31	5126	16	84
Objekt-BHKW Wohnbereich	2068	662	450	0.68	0.88	0.32	5170	9	47
Neubaustiedlung	2101	588	400	0.68	0.87	0.28	5538	97	535
Stadt-Siedlung	2597	857	600	0.70	0.89	0.33	5275	91	482
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	2143	857	600	0.70	0.89	0.40	5600	97	545
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	4521	1899	1500	0.79	0.89	0.42	5880	76	445
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	8418	3704	3000	0.81	0.89	0.44	6176	125	772
Industrie-Wkk (Gasturb.)	8224	3125	2000	0.64	0.75	0.38	6090	48	292
Industrie-Wkk (Gasturb.)	19907	8759	6000	0.69	0.81	0.44	6080	14	85
kleines FW-Netz (GuD)	58824	20000	20000	1.00	0.88	0.34	5670	63	357
grosses FW-Netz (GuD)	109649	41667	50000	1.20	0.90	0.38	5800	197	1140

Ausgehend von diesen Annahmen ergibt sich für die bestehenden Fernwärmenetze noch ein zusätzliches WKK-Potenzial von etwas mehr als 7 PJ. Bei einer durchschnittlichen Auslastungsdauer der Netzhöchstlast von 2800 h/a entspricht dies einer entsprechenden Wärmehöchstlast von 715 MW_{th}. Wir gehen von drei unterschiedlichen Nutzgrössenklassen aus, für die jeweils GuD-Anlagen in der Grössenordnung von 20, 30 oder 50 MW_{el} vorgesehen sind. Die elektrischen Wirkungsgrade dieser Anlagen schwanken zwischen 44 und knapp 50 %, die Stromkennziffer zwischen 1 und 1.2. Der Deckungsanteil der gekoppelten GuD-Anlage an der Wärmehöchstlast wird auf 34 bis 38 % angesetzt, der Deckungsgrad des Wärmebedarfs liegt bei 72 bis 76 %, entsprechend einer Auslastungsdauer der GuD-Anlage von 5700 – 5800 h/a. Das Stromerzeugungspotential beträgt 1.7 TWh (vgl. Tabelle 5-7).

Fasst man die verschiedenen WKK-Anlagenbereiche zusammen, dann ergibt sich für die WKK-Potenziale am Beispiel des Jahres 2010 folgendes Gesamtbild (vgl. auch Tabelle 5-7):

- Der für die WKK-Nutzung verfügbare Nutzwärmebedarf (Wohnen, Büro, Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie) beträgt 199 PJ, ohne Berücksichtigung der bestehenden Fernwärmenetze 191 PJ. Das entspricht bezogen auf den gesamten von fossilen Energieträgern abgedeckten Nutzenergiebedarf von rd. 287 PJ (vgl. Tabelle 5-5) etwa gerade 2/3. Im Niedertemperaturbereich macht der WKK-würdige Nutzenergiebedarf insgesamt 174 PJ aus, in Gewerbe und Industrie 25 PJ.
- Die gesamte Wärmehöchstlast aller in die WKK-Strategie einbezogenen Heizanlagen beträgt 25.8 GW_{th}, davon würden bei voller Ausschöpfung der verfügbaren WKK-Leistungspotenziale rd. 8.0 GW (31 %) durch WKK-Anlagen abgedeckt.
- Die maximal verfügbare elektrische WKK-Leistung beträgt 4294 MW_{el}, davon entfallen 3297 MW_{el} auf den Wohn- und Bürobereich (Raumwärme und Warmwasser), 200 MW_{el} auf Spezialanwendungen (Krankenhäuser und Hallenbäder), 497 MW_{el} auf Industrie-WKK und rd. 300 MW_{el} auf die Versorgung bestehender Fernwärmenetze.
- Die mit diesem WKK-Potenzial mögliche Wärmeproduktion beträgt 38.4 TWh_{th}, das sind im Durchschnitt 70 % des gesamten WKK-würdigen Nutzenergiebedarfs, der Rest (30 %) wird durch Spitzenkessel gedeckt.
- Die insgesamt mögliche WKK-Stromproduktion liegt bei 21.2 TWh_{el}, die durchschnittliche Stromkennziffer bei 0.55, die durchschnittliche Auslastungsdauer der elektrischen Leistung errechnet sich zu 4950 h/a. Von den 21.2 TWh entfallen 16.3 TWh (rd. 77 %) auf das Winterhalbjahr. Vergleicht man diesen Wert mit der höchsten verbleibenden Versorgungslücke im Winter von 9.6 TWh (Tabelle 5-6), so erkennt man, dass die WKK-Potenziale gross genug sind, sie liegen noch deutlich über den Versorgungslücken von 11.5 TWh im Winter

ohne Berücksichtigung der ordnungsrechtlichen Massnahmen (vgl. Tabelle 4-4).

- Der gewichtete durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad aller WKK-Anlagen liegt bei knapp 85 %. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad errechnet sich zu 30 %, ein vergleichsweise niedriger Wert, der jedoch durch das hohe Gewicht der relativ kleinen BHKW's bei Volllast bedingt ist. In den WKK-Strategien, in denen nur ein Teil der kleinen BHKW's benötigt wird, liegt der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad höher.
- Für den Vollaufbau dieser WKK-Potenziale wären bei der von uns unterstellten Gröszenstruktur knapp 260 Tsd Anlagen zu produzieren und zu installieren. Davon entfielen jedoch 88 % auf Mini- und Klein-BHKW im Leistungsbereich unter 20 KW_{el}.

In den anderen Politikvarianten, in denen Energiesparmassnahmen vollzogen werden, fallen die WKK-würdigen Wärme-Stromerzeugungspotenziale entsprechend den erzielten Sparerfolgen bei den fossilen Energieträgern zwar entsprechend geringer, sie sind dennoch ausreichend, da – abgesehen vom Politikfall CO₂-Gesetz – auch die Versorgungslücken in diesen Varianten niedriger sind.

5.3.3 Ausschöpfung der WKK-Potenziale

Wie können nun diese WKK-Potenziale ausgeschöpft werden, um die Angebotslücken in den einzelnen Ausstiegs- und Politikvarianten zu decken? Auch wenn die 260 Tsd WKK-Anlagen nicht alle gebraucht werden, um die Versorgungslücken zu decken (die Potenziale übersteigen ja, wie gezeigt, die Angebotslücken deutlich), bedarf es besonderer Anstrengungen, um die weitgehend dezentralen WKK-Anlagen in erforderlicher Zahl und Kapazität und zum benötigten Zeitpunkt zuzubauen. Nach welchen Kriterien die Potenziale ausgeschöpft werden, wird wesentlich davon abhängen, welche energiepolitischen Rahmensetzungen dafür vorgesehen werden sollen. Unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung sollte das Instrumentarium die Impulse so setzen, dass jeweils die wirtschaftlich günstigeren Alternativen zum Zuge kommen. Mit der Stilllegung der KKW, den dadurch auftretenden Angebotslücken und mit den Vorstellungen der Initianten sind konkrete Mengenanforderungen verbunden. In einem solchen Fall sind politische Regelungen festzulegen, die die Bedienung dieser Mengenvorgaben sicherstellen und ihre Realisierung nach wettbewerblichen Bedingungen gewährleisten. In Abstimmung mit der Begleitgruppe und dem BFE wird die Quotierung des WKK-Stroms unter den bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen als das geeignetste Instrument zur Realisierung der WKK-Strategie angesehen. Bei einer Quotenregelung steigt die Chance, die vorgegebenen mengenmässigen Ziele (hier der Ausbau der WKK im erforderlichen Um-

fang) im Vergleich zu anderen Instrumenten (wie z.B. Subventionen, Einspeisevergütungen, Bonusregelungen) zu erreichen.

Das Grundprinzip einer Quotenregelung liegt darin, dass eine Kaufpflicht von Strom aus WKK-Anlagen in einem genau festgelegten Umfang vorgegeben wird. Bis zu einem vorgegebenen Zeitpunkt muss die vorgegebene Quote von den jeweiligen Gruppen nachgewiesen werden. Wo diese Quoten festgelegt werden, bei den Produzenten, Stromhändlern oder Endverbrauchern, ist eine Frage der jeweiligen Ausgestaltung. Von einer Behörde oder anderen Institutionen werden die WKK-Mengen festgelegt und definiert, welche Erzeugungsformen als WKK-Strom berücksichtigt werden können. So ist selbstverständlich möglich und sinnvoll, auch den mit regenerativen Energien erzeugten Strom mit in die Quotierung aufzunehmen. Wir haben dies in unseren Modellrechnungen unterstellt. Das bedeutet, ökologisch erzeugter Strom wird auf die WKK-Quote angerechnet. Dazu werden handelbare Zertifikate ausgegeben. Die Menge der Zertifikate richtet sich danach, wieviel WKK-Strom oder regenerativ erzeugten Strom es gibt. Der Anlagenbetreiber erhält im Umfang des von ihm produzierten WKK-Stroms oder regenerativ erzeugten Stroms Zertifikate zugeteilt. Um die festgelegte Quote zu erfüllen, muss z.B. der Stromproduzent, wenn erforderlich, den WKK-Anteil oder regenerativen Anteil an seiner Stromerzeugung entsprechend erhöhen bzw. der Verbraucher kann durch Eigenerzeugung von entsprechendem Strom der Verpflichtung nachkommen. Statt dessen können beide jedoch auch Zertifikate im notwendigen Umfang nachfragen. Wenn es gemessen an der Quotenvorgabe insgesamt zu wenig WKK-Strom (oder regenerativen Strom) gibt, steigt der Preis der Zertifikate, so dass es sich lohnt, WKK-Anlagen zuzubauen, so lange die Stromgestehungskosten unter dem Zertifikatspreis liegen. Wie ein solches Zertifikat-Handelsmodell im Detail auszugestalten und zu organisieren ist, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Wichtige Elemente sind:

- Die WKK-Quoten müssen dynamisiert werden, d.h. in ihrer Höhe an die geforderten Mengen zur Deckung der Versorgungslücken angepasst werden. Je höher die Quote ist, desto höher sind die Erzeugungskosten. Deshalb sollte sie nicht höher als die erwartete Versorgungslücke liegen.
- Daneben ist festzulegen, bis zu welchem Zeitpunkt die Quoten erreicht werden müssen. Ausserdem ist ein Sanktionsmechanismus bei Nichteinlösung zu installieren, der das Nichterreichen unattraktiv macht.
- Die WKK-Quote bildet für sich einen separaten Markt, innerhalb dessen die verschiedenen WKK-Technologien miteinander und eben auch mit regenerativ erzeugtem Strom im Wettbewerb stehen. In diesem Wettbewerb werden sich die Technologien durchsetzen, die die niedrigsten Kosten aufweisen ¹.

¹ Wie bereits erwähnt, wurde auf eine separate Quote für Strom aus regenerativen Energien verzichtet.

- Der Zertifikatspreis wird (theoretisch) den Grenzkosten des WKK-Zubaus entsprechen, oder je nach Ausgestaltung der Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis.

Auch wenn Importe von nicht CO₂-neutral erzeugtem Strom nicht zugelassen sind, können im Grundsatz ausländische Anbieter wie heimische Produzenten behandelt werden. Entscheidend ist hier jedoch die Erwartung, dass sich mit der Quotenregelung und dem Zertifikatehandel die jeweils kosteneffizienteste WKK-Strategie zur Deckung der Versorgungslücken durchsetzen wird. Damit ist in unseren Modellrechnungen die Rangfolge, nach der die einzelnen Technologien zum Zuge kommen, eindeutig festgelegt, da die Wirtschaftlichkeit und damit die Stromgestehungskosten das entscheidende Kriterium darstellen. Das bedeutet konkret Folgendes:

- Die zu den jeweiligen Kosten verfügbaren WKK-Potenziale im Winterhalbjahr werden stringent nacheinander entsprechend der Höhe der Gestehungskosten ausgeschöpft. Nach unseren Kostenschätzungen werden somit zunächst gekoppelte GuD-Anlagen in die bestehenden städtischen Fernwärmenetze integriert, weil diese bei vorhandenen Netzen gegenwärtig die günstigste Form der gekoppelten Stromerzeugung darstellt. Danach werden die industriellen WKK und spezifischen Objekt-BHKW (z.B. Krankenhäuser, Hallenbäder) eingesetzt. Für die Deckung grosser Versorgungslücken werden auch die kleineren und teureren Objekt-BHKW's benötigt, bis hin zu den Mini-BHKW's. (Annahmen und Ergebnisse der Stromerzeugungskosten von WKK Anlagen sind Kapitel 7 zu entnehmen).
- Mit zunehmenden Grenzkosten der WKK-Strategie gibt es dann auch Chancen für ökologisch erzeugten Strom, z.B. für Windkraftstrom in Gegenden mit relativ günstigen Windverhältnissen oder auch für die Verstromung von Biomasse, wenn der elektrische Wirkungsgrad gesteigert werden kann. Im Falle der CO₂-Neutralisierung, die die Erhebung einer CO₂-Abgabe erforderlich macht, erhöhen sich die Stromerzeugungskosten der fossil-thermischen WKK-Anlagen, mithin verbessern sich demnach die Chancen für den regenerativ erzeugten Strom.
- In den Modellrechnungen wurde grundsätzlich von einer 100 %-igen Ausschöpfung des für jede Anwendung gegebenen WKK-Potenzials abgesehen, eine Vollausschöpfung erscheint aufgrund verschiedener anderer Hemmnisse wenig realistisch. Als Grenze für die Ausschöpfung der spezifischen Potenziale wurden 70 % zugrundegelegt. Für die Potenziale der Nahwärmeversorgung wurden die Potenzialausschöpfungsquoten auf 50 % begrenzt. Aus Erfahrung ist bekannt, dass es, solange kein Anschlusszwang besteht, recht schwierig ist, einen genügend hohen Anschlussgrad zu erzielen, damit sich der Aufbau des Nahwärmenetzes lohnt. Ausserdem ist hier zu bedenken, dass die Betreiber auch die Infrastruktur für die Messung (zusätzliche Zähler) und Abrechnung der von den angeschlossenen Wohnungen bezogenen Elektrizität bereitstellen

müssen, eine nicht nur organisatorisch aufwendige Aktion. Deshalb ist es sinnvoll, in diesen Fällen von niedrigeren Potenzialausschöpfungsquoten auszugehen.

Beim Aufbau der WKK-Strategie ist auf einen weiteren Aspekt aufmerksam zu machen: Das zeitliche Profil der Angebotslücken ist in den Ausstiegsvarianten SoA durch einen vorübergehenden Anstieg bis 2020 und einen Rückgang danach gekennzeichnet (vgl. Abbildung 4-2). Füllt man nun die Lücke bis 2020 durch den Zubau von WKK-Kapazitäten auf, ergeben sich nach 2020, wenn die Lücken wieder abnehmen, Kapazitätsüberhänge. Aufgrund der begrenzten Lebensdauer der BHKW von angenommen durchschnittlich 15 Jahren hält sich dieses Problem zwar in Grenzen, da die zwischen 2005 und 2010 zugegangenen Anlagen zwischen 2020 und 2025 dann ohnehin ausser Betrieb genommen werden müssen und in diesem Fall eben nicht ersetzt werden. Daneben hat der Abgang der zunächst gebauten BHKW's und Gasturbinen (für GuD-Anlagen wurde eine Leistungsdauer von 25-30 Jahren angenommen, bei den Nahwärmenetzen wurde unterstellt, dass sie, wenn einmal aufgebaut, auch weiterbetrieben werden, d.h. entsprechende BHKW's werden auch sofort wieder durch eine WKK-Anlage ersetzt) die Konsequenz, dass sich die Kostenstruktur des WKK-Anlagenparks verschlechtert, weil die später zugebauten unwirtschaftlicheren Anlagen dann den grösseren Teil des Parks ausmachen. Das wiederum führt dazu, dass die Überkapazitäten, die exportiert werden müssen, kaum zu kostendeckenden Preisen abgesetzt werden können.

Tabelle 5-8 zeigt für die Politikvariante Energiegesetz und die Stilllegungsvariante SoA die WKK-Strategie und stellt die von den WKK-Anlagen produzierte Strommenge den zu deckenden Versorgungslücken für das hydrologische Jahr und das Winterhalbjahr gegenüber. Die Reihenfolge der WKK-Anlagen spiegelt die Höhe der Stromerzeugungskosten wider, von oben beginnend mit den wirtschaftlichsten Anlagen bis zu Anlagen mit den höchsten Gestehungskosten.

Man erkennt, dass wegen der Unterschiede in der Altersstruktur und der Lebensdauer der WKK-Anlagen nach 2020 nicht mehr die kostenoptimalste WKK-Strategie zum Einsatz kommt, auch wenn sich bis 2030 die Struktur wieder verbessert.

Im zweiten Teil der Tabelle sind die WKK-Stromerzeugung und die in die Strategie integrierte Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen den jeweiligen zu schliessenden Angebotslücken gegenübergestellt: Der Vergleich der WKK-Stromproduktion und regenerativen Stromproduktion mit den Angebotslücken verdeutlicht das angesprochene Kapazitätsproblem: Im Fall der Stilllegungsvariante SoA liegt die Stromproduktion im Winterhalbjahr 2020 noch in etwa gleich hoch wie die Angebotslücke, in 2025 übersteigt die Produktion die Lücke jedoch um 1.5 TWh, während sie 2030 wieder auf dem Punkt liegt. Auf das hydrologische Jahr betrachtet liegt die

Tabelle 5-8: WKK-Ausschöpfungsquoten und WKK-Stromproduktion (vor CO₂-Neutralisierung)

	WKK- Anlage	WKK-Erzeugungs- potenzial im Winter	Ausschöpfungsquoten in % Politikvariante Energiegesetz SoA					
	KW	GWh	2010	2015	2020	2025	2030	Grenze
Energiegesetz SoA								
Grosses FW-Netz (GuD)	50000	855	70	70	70	70	70	70
Mittleres FW-Netz (GuD)	30000	169	70	70	70	70	70	70
Kleines FW-Netz (GuD)	20000	268	70	70	70	70	70	70
Inudstrie-WKK (Gasturbinen)	6000	47	70	70	70	0	70	70
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	3000	579	70	70	70	0	70	70
Industrie-WKK (Gasturbinen)	4000	59	70	70	70	0	70	70
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	2000	338	70	70	70	0	70	70
Industrie WKK (Gasturbinen)	3000	114	70	70	70	0	70	70
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	1500	334	70	70	70	0	70	70
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	1000	594	70	70	70	0	15	70
Industrie-WKK (Gasturbinen)	2000	161	70	70	70	0	0	70
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	600	409	70	70	70	0	0	70
Stadtsiedlung	600	337	16	50	50	50	50	50
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	450	307	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	450	38	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	320	71	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	240	67	0	70	70	70	0	70
Nahwärmeinsel	240	299	0	50	50	50	50	50
Neubausiedlung	400	374	0	50	50	50	50	50
Objekt-BHKW Wohnbereich	180	63	0	70	70	70	0	70
Altbausiedlung	300	318	0	50	50	50	50	50
Objekt-BHKW Wohnbereich	130	529	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	80	1117	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Bürogebäude	50	934	0	70	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	40	839	0	66	70	70	0	70
Objekt-BHKW Wohnbereich	20	1052	0	0	70	70	70	70
BHKW klein Wohnbereich	14	1046	0	0	70	70	70	70
BHKW klein Wohnbereich	10	1503	0	0	70	70	70	70
Mini-BHKW Wohnbereich	8	1477	0	0	18	18	18	70
Mini-BHKW Wohnbereich	6	2083	0	0	0	0	0	70
IMPORT ÖKOSTROM, 12 Rp. frei Grenze		781	0	70	70	70	70	70
WKK- u. REG¹⁾-Produktion, GWh SoA			2010	2015	2020	2025	2030	
Hydrologisches Jahr								
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)			2799	6728	11777	6296	6106	
Stromproduktion WKK			3871	9041	12566	9978	8036	
Stromproduktion REG ¹⁾			0	42	166	166	166	
Winterhalbjahr								
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)			2799	6728	9621	6296	6106	
Stromproduktion WKK			2802	5701	9520	7676	6006	
Stromproduktion REG ¹⁾			0	28	110	110	110	
M+ (40)								
Hydrologisches Jahr								
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)			0	0	6058	7021	6798	
Stromproduktion WKK			0	0	8199	9396	9396	
Stromproduktion REG ¹⁾			0	0	56	56	56	
Winterhalbjahr								
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)			0	0	6058	7021	6798	
Stromproduktion WKK			0	0	6028	6985	6985	
Stromproduktion REG ¹⁾			0	0	37	37	37	

1) Regenerative Energieträger

Stromproduktion durchweg über der Angebotslücke, was zu Stromexporten im Sommer führt.¹

Tabelle 5-9 zeigt die Ergebnisse der Stromproduktion aus WKK und regenerativen Energien für die Politikvariante CO₂-Gesetz und vergleicht sie mit den entsprechenden Angebotslücken. In dieser Politikvariante, die von einer CO₂-Abgabe bereits in der Referenzentwicklung mit Kernenergie ausgeht, kann der Anteil der regenerativen Stromerzeugung im Vergleich zum Energiegesetz wesentlich gesteigert werden.

Tabelle 5-9: WKK-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante CO₂-Gesetz, in GWh (vor CO₂-Neutralisierung)

	2010	2015	2020	2025	2030
SoA					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	2878	6919	11722	6284	6093
Stromproduktion WKK	3968	9132	12344	9797	7837
Stromproduktion REG ¹⁾	0	188	376	376	376
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	2878	6919	9609	6284	6093
Stromproduktion WKK	2878	6803	9373	7550	5852
Stromproduktion REG ¹⁾	0	121	241	241	241
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	0	0	6047	7009	6785
Stromproduktion WKK	0	0	8074	9251	9251
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	136	178	178
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	0	0	6047	7009	6785
Stromproduktion WKK	0	0	5959	6899	6899
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	90	118	118

1) Regenerative Energieträger

5.3.4 Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger

In Tabelle 5-10 ist der Beitrag der regenerativen Stromerzeugung zur Deckung der Angebotslücken für den Fall der Politikvariante Energiegesetz und den Fall der Politikvariante CO₂-Gesetz nach Energieträgern differenziert zusammengestellt. In beiden Politikvarianten stehen für die erneuerbaren Energien keine zusätzlichen Fördermittel zur Verfügung. Wie erwähnt, wird zur Steigerung des Einsatzes der erneuerbaren Energien eine gemeinsame Quote des ökologisch erzeugten Stroms mit dem WKK-Strom unterstellt. Die regenerativen Energien stehen also innerhalb

¹ Denkbar ist zwar auch, dass die WKK-Produktion im Sommer vorübergehend eingestellt wird, da sie sich nicht lohnt. Wegen der geringeren Kapitalausnutzung (Ausnutzungsdauer) führt dies aber zu höheren spezifischen Stromgestehungskosten im Winter.

der vorgegebenen Quote im Wettbewerb mit den WKK-Anlagen und müssen sich gegen diese durchsetzen. Dies gelingt um so eher, je höher der Zertifikatspreis innerhalb der vorgegebenen Quote steigt, d.h.

- je stärker die WKK-Potenziale zur Deckung der Angebotslücke ausgeschöpft werden müssen, je höher somit die Grenzkosten der WKK-Stromerzeugung sind,
- je mehr die WKK-Stromerzeugung sich durch die CO₂-Abgabe verteuert.

Beide Einflussfaktoren haben zur Folge, dass sich der Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken, der über die Referenzwerte hinausgeht, je nach Stilllegungsvariante und je nach Politikvariante unterscheidet. In welchem Umfang die erneuerbaren Energien in den einzelnen Varianten zum Zuge kommen, hängt von der Höhe der Stromerzeugungskosten ab. Es wird davon ausgegangen, dass je nach günstigen oder ungünstigen Bedingungen die Stromerzeugungskosten der regenerativen Energien eine mehr oder weniger grosse Streubreite aufweisen. Das gilt nicht nur für die Standortabhängigkeit der Windkrafttechnologie und der Photovoltaik, sondern auch für die Verstromung der Biomasse und Kleinwasserkraftwerke. Beim Windkraftstrom werden Erzeugungskosten zwischen 17 und 40 Rp/kWh zugrunde gelegt, bei der Biomasse zwischen 18 und 35 Rp/kWh und für Kleinwasserkraftwerke zwischen 25 und 40 Rp/kWh. Bei der Photovoltaik schwanken die Erzeugungskosten gegenwärtig um 100 Rp/kWh (vgl. dazu im einzelnen Abschnitt 7.4).

Aus Tabelle 5-10 ist zu ersehen, dass der Beitrag der regenerativen Energien im Fall des Energiegesetzes gering bleibt. Mit einer zusätzlichen Erzeugung von knapp 170 GWh (Stilllegungsvariante SoA) macht er lediglich 1.5 bis 3 % der Angebotslücke aus, im Moratoriumsfall M+ (40) liegt der Anteil unter 1 %. Aufgrund der CO₂-Abgabe sieht die Bilanz im Politikfall CO₂-Gesetz besser aus, immerhin bis zu 6 % der Lücke werden im Fall SoA durch ökologisch erzeugten Strom gedeckt (vgl. auch Tabelle 5-9).

Der weitaus grösste Teil der regenerativen Stromerzeugung entfällt auf Biomasse und Windenergie. Photovoltaik bzw. Kleinwasserkraftwerke kommen nur in der Politikvariante CO₂-Gesetz zum Zuge, allerdings bleibt ihr Beitrag aufgrund der hohen Erzeugungskosten unbedeutend. Günstiger sind die Chancen der regenerativen Energien dann einzuschätzen, wenn die CO₂-Neutralisierung mit ins Kalkül aufgenommen wird. Die dafür notwendige CO₂-Abgabe verbessert die Wettbewerbsposition der regenerativen Energien mehr oder weniger deutlich, was bei weiter gültiger Quotierung den Beitrag der regenerativen Stromerzeugung erhöht (vgl. dazu Kapitel 6).

Tabelle 5-10: Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken nach Politik- und Stilllegungsvarianten in GWh, vor CO₂-Neutralisierung

	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz					
SoA					
Hydrologisches Jahr	0	42	166	166	166
Wind	0	42	73	73	73
Biomasse	0	0	93	93	93
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
Winterhalbjahr	0	28	109	109	109
Wind	0	28	48	48	48
Biomasse	0	0	61	61	61
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr	0	0	56	56	56
Wind	0	0	42	42	42
Biomasse	0	0	13	13	13
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
Winterhalbjahr	0	0	37	37	37
Wind	0	0	28	28	28
Biomasse	0	0	9	9	9
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
CO₂-Gesetz					
SoA					
Hydrologisches Jahr	0	188	376	376	376
Wind	0	85	170	170	170
Biomasse	0	93	187	187	187
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	10	19	19	19
Winterhalbjahr	0	121	241	241	241
Wind	0	55	111	111	111
Biomasse	0	61	123	123	123
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	4	8	8	8
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr	0	0	136	178	178
Wind	0	0	42	85	85
Biomasse	0	0	93	93	93
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
Winterhalbjahr	0	0	90	118	118
Wind	0	0	28	56	56
Biomasse	0	0	62	62	62
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0

6. Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und CO₂-Neutralisierung

6.1 Veränderung der CO₂-Emissionen in den Stilllegungsvarianten

Im vorhergehenden Kapitel wurde beschrieben, mit welcher Strategie die Stromangebotslücken, die durch die Stilllegung der KKW je nach Variante entstehen, geschlossen werden können. Hierbei wurden sowohl nachfrage- als auch angebotsseitige Massnahmen untersucht. Im Mittelpunkt standen die Strom-Sparwirkungen und die WKK-Ausbaustrategie. Eine solche Strategie hat wesentliche Auswirkungen auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Vergleich zur Referenzentwicklung mit Kernenergie. In erster Linie ist dies auf den Zubau fossil-thermischer WKK-Kapazitäten zurückzuführen. Die CO₂-Emissionen nehmen zu, weil CO₂-freier KKW-Strom durch CO₂-haltigen WKK-Strom ersetzt wird. Aber nicht nur auf der Angebotsseite, auch durch die nachfrageseitigen Massnahmen gibt es Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen im Vergleich zur Referenz, sei es aufgrund des Ersatzes von Elektrowärme, sei es durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen. Im einzelnen sind folgende teilweise gegenläufigen CO₂-Effekte im Vergleich zur Referenzentwicklung zu unterscheiden:

- Mehrmissionen durch den Zubau fossil-thermischer WKK-Kapazitäten
- Mindermissionen durch CO₂-Gutschriften für den WKK-Ausbau aufgrund der Brennstoffeinsparung bei den konventionellen Heizanlagen
- Mehrmissionen im Zuge des Ersatzes Ohmscher Widerstandsheizungen durch teilweise fossile Brennstoffe

Die Nettowirkungen, die sich aus diesen verschiedenen Einflüssen ergeben, stellen die Veränderung der CO₂-Emissionen gegenüber den Referenzwerten mit Kernenergie dar. Diese Ergebnisse bilden die Basis für den Reduktionsbedarf, um die Zielvorgabe eines gegenüber der Referenzentwicklung unveränderten Niveaus der CO₂-Emissionen sicherzustellen. In Tabelle 6-1 ist das Ergebnis der Berechnungen für die Politikvariante Energiegesetz, differenziert nach den verschiedenen Stilllegungsvarianten dargestellt. Im oberen Teil der Tabelle ist die Emissionsentwicklung für den Referenzfall mit Kernenergie ausgewiesen, getrennt entsprechend den im CO₂-Gesetz unterschiedenen Reduktionszielen nach Brenn- und Treibstoffen (ohne den Treibstoffverbrauch für Auslandsflüge). Danach werden die CO₂-Emissionsänderungen in den Stilllegungsvarianten dargestellt, getrennt nach den nachfrageseitigen Effekten der ordnungsrechtlichen Massnahmen und den angebotsseitigen WKK-abhängigen Auswirkungen. Die Werte sind jeweils als Saldoeffekt aus den gegenläufigen Wirkungen ausgewiesen, so sind z.B. die CO₂-Gutschriften bereits mit den Gesamtemissionen der WKK-Anlagen saldiert. Der CO₂-Reduktionsbedarf ist die Summe der Effekte. Diese Werte sind die Grundlage für die Erhebung einer CO₂-Abgabe, mit der diese Mehrmissionen kompensiert werden sollen. In den bisherigen

Massnahmen spielen die Treibstoffe keine Rolle, daher gibt es dort auch keine Verbrauchs- und Emissionsänderungen. Die für die CO₂-Neutralisierung eingeführte CO₂-Abgabe wird dann jedoch auch den Verkehrssektor betreffen.

Tabelle 6-1: Veränderung der CO₂-Emissionen vor CO₂-Neutralisierung für den Politikfall Energiegesetz, in Mio t

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Referenzentwicklung mit KKW								
Brennstoffe	27.4	26.0	25.8	25.4	24.8	24.3	23.9	23.5
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	14.4	14.9	15.2	15.5	15.4	15.3	15.2	15.1
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	41.8	41.0	41.0	40.8	40.3	39.6	39.1	38.6
Stilllegungsvariante SoA								
CO ₂ -Veränderung durch ordnungsrechtl. Massn.								
Brennstoffe	0	0	0	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4
CO ₂ -Zunahme aus WKK-Zubau (inkl. Gutschrift)								
Brennstoffe	0	0	0	0.9	1.9	2.8	2.1	1.7
CO₂-Reduktionsbedarf für CO₂-Neutralität								
Brennstoffe	0	0	0	1.1	2.1	3.1	2.5	2.1
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	1.1	2.1	3.1	2.5	2.1
Stilllegungsvariante M+ (40)								
CO ₂ -Veränderung durch ordnungsrechtl. Massn.								
Brennstoffe	0	0	0	0	0.1	0.2	0.2	0.3
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0.1	0.2	0.2	0.3
CO ₂ -Zunahme aus WKK-Zubau (inkl. Gutschrift)								
Brennstoffe	0	0	0	0	0.0	1.7	2.0	2.0
CO₂-Reduktionsbedarf für CO₂-Neutralität								
Brennstoffe	0	0	0	0	0.1	1.9	2.2	2.3
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0.1	1.9	2.2	2.3
Stilllegungsvariante M+ (50)								
CO ₂ -Veränderung durch ordnungsrechtl. Massn.								
Brennstoffe	0	0	0	0	0	0	0	0
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0	0	0	0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0	0	0	0
CO ₂ -Zunahme aus WKK-Zubau (inkl. Gutschrift)								
Brennstoffe	0	0	0	0	0	0	0	1.3
CO₂-Reduktionsbedarf für CO₂-Neutralität								
Brennstoffe	0	0	0	0	0	0	0	1.3
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0	0	0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0	0	0	0	0	0	1.3

1) Klimabereinigte, modellerrechnete Werte

Die Mehremissionen, die auf den WKK-Zubau zurückzuführen sind, folgen ihm ihrem zeitlichen Profil weitgehend dem zeitlichen Verlauf der Angebotslücken. Das bedeutet, dass im Stilllegungsfall SoA die WKK-bedingten CO₂-Emissionen in 2020 mit zusätzlich 2.8 Mio t CO₂ am höchsten sind. Zu diesem Zeitpunkt sind auch die Angebotslücken am grössten. Danach gehen die Mehremissionen deutlich zurück. In der

Stilllegungsvariante M+ (40) sind die WKK-bedingten Mehremissionen zeitlich gleichmässiger verteilt und treten erst ab 2020 auf. Den Berechnungen liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Es wird unterstellt, dass die zugebauten fossil-thermischen WKK-Anlagen zu 75 % Erdgas und zu 25 % Heizöl bzw. Diesel als Brennstoff verwenden. Ausschlaggebend für diese Relation ist das deutlich ungünstigere Emissionsverhalten der Diesel-BHKW. Dabei ist nicht allein an die CO₂-bezogenen höheren Emissionswerte zu denken, sondern an die klassischen Schadstoffe wie NO_x oder SO₂ sowie an den wesentlich höheren Russanteil im Abgas. Letzterer bedeutet kürzere Wartungsintervalle und damit höhere Betriebskosten (häufigere Reinigungen der Abgaswärmetauscher, häufigerer Ölwechsel). Der Vorteil der HEL-BHKW's liegt im etwas höheren Wirkungsgrad und dem im Durchschnitt der letzten Jahre billigeren Brennstoff (vgl. auch RAVEL).
- Da die WKK-Anlagen mehrheitlich als Objekt-BHKW's mit bestehenden Heizanlagen zugebaut werden, ergeben sich CO₂-Gutschriften im Umfang der CO₂-mässig bewerteten Brennstoffeinsparungen bei den Heizanlagen. Wir haben Durchschnittswerte für die Brennstoffeinsparungen von 60 % Heizöl und 40 % für Erdgas angenommen.
- Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich pro produzierte Kilowattstunde WKK-Strom spezifische CO₂-Emissionsfaktoren: Je nach Gesamtwirkungsgrad der WKK-Anlage schwanken sie zwischen 0.21 kg CO₂ bis 0.32 kg CO₂/kWh_{el} (Gasturbine). Bewertet mit der pro Anlage produzierten Strommenge lässt sich somit die CO₂-Fracht der WKK-Strategie bestimmen (vgl. die Zeile „CO₂-Zunahme aus WKK-Zubau“ in Tabelle 6-1).

Die Berechnungen der CO₂-Veränderungen aufgrund der ordnungsrechtlichen Massnahmen gehen von folgenden Vorgaben aus: Die eingesparte Elektrowärme (Ohmsche Widerstandsheizungen) werden zu 40 % durch HEL, 35 % Erdgas und 25 % Wärmepumpen ersetzt. Die durch den verstärkten Einsatz an Wärmepumpen eingesparten Brennstoffverbräuche werden entsprechend der Endverbrauchsstruktur für Zwecke der Raumwärme verteilt. Netto ergeben sich aus diesen beiden gegenläufigen Effekten Mehremissionen von 0.2 bis 0.4 Mio t in der Stilllegungsvariante SoA und 0.1 bis 0.3 Mio t in der Variante M+ (40), jeweils Politikfall Energiegesetz. Fasst man die Veränderungen für die beiden Komponenten zusammen, erhält man die CO₂-Mehremissionen für den jeweiligen Stilllegungsfall im Vergleich zur Referenz. Im Fall SoA liegen sie in 2010 bei 1 Mio t, der Höchstwert ist mit 3.1 Mio t in 2020 erreicht, danach vermindern sie sich bis 2030 auf 2.1 Mio t. Anders bei der Stilllegungsvariante M+ (40): Hier steigt der CO₂-Reduktionsbedarf ab 2020 beginnend kontinuierlich an. Zwischen 2025 und 2030 übertrifft er sogar den Reduktionsbedarf der SoA-Variante. Die CO₂-Mehremissionen betreffen jeweils nur die Brennstoffe, bei den Treibstoffen gibt es im Vergleich zur Referenzentwicklung keine Veränderungen.

In Tabelle 6-2 sind die CO₂-Mehremissionen insgesamt, d.h. der CO₂-Reduktionsbedarf für die Politikvariante CO₂-Gesetz ausgewiesen. Man erkennt, dass der CO₂-Reduktionsbedarf (jeweils im Vergleich zur entsprechenden Referenzvariante) geringfügig niedriger liegt als im Fall Energiegesetz. Grund sind die etwas tiefer liegenden Angebotslücken.

Tabelle 6-2: CO₂-Mehremissionen (CO₂-Reduktionsbedarf) vor CO₂-Neutralisierung für die Politikvariante CO₂-Gesetz, in Mio t

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Stilllegungsvariante SoA						
Veränderung durch ordnungsrechtl. Massnahm.	0.0	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4
WKK-Ausbau	0.0	0.9	1.9	2.7	2.1	1.6
Insgesamt	0.0	1.1	2.2	3.0	2.4	2.0
Stilllegungsvariante M+ (40)						
Veränderung durch ordnungsrechtl. Massnahm.	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3
WKK-Ausbau	0.0	0.0	0.0	1.7	2.0	2.0
Insgesamt	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.2

6.2 CO₂-Neutralisierung und ihre Auswirkungen

Mit der vorangegangenen Bewertung der energetischen und klimatischen Auswirkungen der KKW-Stilllegungsinitiativen ist die Analyse noch nicht abgeschlossen. Die Sicherstellung der CO₂-Neutralität ist eine wesentliche Komponente der Gesamtstrategie. CO₂-Neutralität bedeutet, dass sich die CO₂-Bilanz durch die KKW-Stilllegung im Vergleich zu den jeweiligen Referenzwerten mit KKW-Stromerzeugung nicht verschlechtern darf. Nun hat sich gezeigt, dass sich eine Erhöhung der CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzentwicklung mit dem Zubau von fossil-thermischen WKK-Anlagen nicht vermeiden lässt. Daher geht es in diesem Abschnitt darum, zu prüfen, inwieweit mit dem Instrument der CO₂-Abgabe die geforderte CO₂-Neutralität gewährleistet werden kann. Unter CO₂-Neutralisierung wird keine strikte zeitpunktbezogene Kompensation der Mehremissionen verstanden. Diese wäre wegen des im Zeitablauf unterschiedlich hohen, nach 2020 in der Stilllegungsvariante SoA teilweise wieder abnehmenden Reduktionsbedarfs ohnehin kein realistisches Ziel, stattdessen ist eine für den Durchschnitt des Gesamtzeitraums geltende Neutralisierung gefordert. Das bedeutet, dass in der Regel im Stilllegungsfall SoA die Mehremissionen in 2020 nicht vollständig neutralisiert, nach 2020 dagegen überkompensiert werden.

Nach dem CO₂-Gesetz kann die CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffe zusammen oder auch jeweils nur auf Brennstoffe und Treibstoffe allein erhoben werden. Die Berechnungen haben gezeigt, dass CO₂-Mehremissionen aufgrund der WKK-Strategie nur bei den Brennstoffen auftreten, für den Treibstoffverbrauch ergeben sich keine Veränderungen. Insofern läge es nahe, die CO₂-Abgabe für die Neutralisierung allein

auf die fossilen Brennstoffe zu erheben. Von diesem Vorgehen wurde jedoch in Abstimmung mit dem BFE abgesehen, und zwar aus folgenden Gründen: Zum einen müsste die CO₂ Abgabe für die Brennstoffe allein teilweise sehr hoch ausfallen, um die gewünschten Wirkungen zu erzielen. Im Falle der Politikvariante CO₂-Gesetz, in der bereits für die Referenzentwicklung eine CO₂-Abgabe vorgesehen ist, würde die zusätzliche CO₂-Abgaben die im CO₂-Gesetz festgelegte Höchstgrenze von 210 Fr. je Tonne CO₂ übertreffen. Zum anderen, und das ist entscheidend, zeigt ein Blick auf die Emissionsentwicklung in der Referenz mit Kernenergie, dass im Verkehrsbereich die CO₂-Ziele deutlich stärker verfehlt werden als im Bereich der Brennstoffe: Während die CO₂-Emissionen nach den aktuellsten BFE-Perspektiven für den Brennstoffbereich zwischen 1990 und 2030 um 14 % zurückgehen, nehmen sie bei den Treibstoffen (ohne Auslandsflüge) noch um 5 % zu. Das bedeutet, CO₂-Reduktionsbedarf besteht im Verkehrsbereich unabhängig von der Forderung nach CO₂-Neutralisierung. Bis die Abgabe ihre Wirkung erzielt, braucht es, abgesehen von kurzfristigen Verhaltenseffekten, in der Regel einige Zeit, weil Einspar- und Substitutionsmassnahmen entsprechende Investitionen erfordern, die erst allmählich zu einer Effizienzsteigerung des Anlagenparks führen. Daher muss die Abgabe früh genug ansetzen.

Die Einführung der CO₂-Abgabe hat für die in den bisherigen Arbeitsschritten erzielten Ergebnisse verschiedene Rückwirkungen:

- Die CO₂-Abgabe verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit der fossil-thermischen WKK-Stromerzeugung signifikant, zweckgebundene Rückerstattungen wie bei der Grundnorm oder Förderabgabe sind im CO₂-Gesetz nicht vorgesehen. Dies ist dann kein Problem, wenn der Import an „CO₂-haltigem“ Strom abgeschottet werden kann und die WKK-Quotierung weiterhin Bestand hat. Davon wird hier ausgegangen. Die CO₂-Abgabe führt jedoch zu höheren Strompreisen.
- Gegenüber der fossil-thermischen WKK-Stromerzeugung wird der heimische, ökologisch erzeugte Strom begünstigt.
- Abgesehen von den Einspar- und Substitutionseffekten bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen ergeben sich auch für die Stromnachfrage Rückwirkungen: Durch die CO₂-Abgabe gewinnt Strom im Wärmemarkt an Wirtschaftlichkeit hinzu, da der WKK-bedingte mittelbare Strompreiseffekt wesentlich geringer ausfällt als der bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen unmittelbar wirkende Abgabeneffekt. Auswirkungen hat dies aber nur für die Wärmepumpen, während die im Grundsatz ebenfalls profitierende Elektrowärme weiterhin der im erweiterten EnG formulierten Zulassungsbeschränkung unterliegt.
- Ein weiterer indirekter Effekt ergibt sich für die WKK-Strategie: Da mit der Abgabe der Wärmebedarf zurückgeht, vermindern sich gegenüber der Situation

ohne CO₂-Neutralisierung die wärmeabhängigen WKK-Potenziale. Dieser Effekt gilt gleichermassen für die Politikvariante CO₂-Gesetz.

Insgesamt führt die CO₂-Abgabe zu Änderungen in Höhe und Art der Schliessung der Stromangebotslücken. Daraus ergeben sich Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und die Höhe der CO₂-Abgabe, um die CO₂-Neutralität herzustellen. Das heisst, dass die Rückkopplungsschleifen solange zu durchlaufen sind, bis CO₂-Neutralität erreicht ist. Die übrigen, für die Gesamtstrategie vorgesehenen politischen Rahmenbedingungen bleiben unverändert, es gelten nach wie vor die ordnungsrechtlichen Massnahmen und die Ausschöpfung der erforderlichen WKK-Potenziale erfolgt trotz der Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen der WKK-Anlagen weiterhin über das Instrument der Quotierung entsprechend der Höhe der Versorgungslücken. Die regenerativen Energieträger sind ebenfalls in die Quote einbezogen, haben jetzt aber aufgrund der CO₂-Abgabe bessere Chancen.

Ausgangspunkt für die Schätzung der Lenkungswirkungen sind die relativen Preisveränderungen, die sich durch die Abgabe ergeben. Die Quantifizierung der Lenkungswirkung basiert auf der Vorgabe von kurz-, mittel- und längerfristigen Preis- und Substitutionselastizitäten, die aus den Untersuchungen im Rahmen der Energieperspektiven abgeleitet wurden. Die zugrunde gelegten Elastizitätswerte sind recht vorsichtig eingeschätzt, sie reichen von –0.05 für den kurzen Zeitraum bis zu –0.20 für Brennstoffe bzw. –0.28 für Treibstoffe in der langfristigen Betrachtung. Die Elastizitätskoeffizienten wurden nach Energieträgern und Verbrauchergruppen unterschieden. Bei den fossilen Brennstoffen für den Raumwärmesektor sind sie grösser als bei der Elektrizität, in der Industrie niedriger als im Haushaltssektor, nicht zuletzt auch dadurch, dass die energieintensiven Wirtschaftszweige Rückerstattungen erhalten können. Wichtig ist zu berücksichtigen, dass hinter den Elastizitätseffekten konkrete Einspar- und Substitutionsmassnahmen stehen, die in der Regel Investitionen erfordern.

Unter Berücksichtigung der verschiedenen Rückkopplungseffekte sind für die CO₂-Neutralisierung die in Tabelle 6-3 dargestellten CO₂-Abgabesätze erforderlich (Politikvariante Energiegesetz).

Tabelle 6-3: CO₂-Abgabe für CO₂-Neutralisierung (Politikfall Energiegesetz), Fr./t CO₂

	2005	2010	2015	2020	2030
Stilllegungsvariante SoA					
Brennstoffe	0 ¹⁾	60	80	80	80
Treibstoffe	0 ¹⁾	60	80	80	80
Stilllegungsvariante M+ (40)					
Brennstoffe	0	0 ²⁾	40	75	75
Treibstoffe	0	0 ²⁾	40	75	75

1) ab 2006 20 Fr./t CO₂

2) ab 2012 20 Fr./t CO₂

Die CO₂-Abgabe wird in mehreren Stufen erhöht, in der Stilllegungsvariante SoA bereits ab 2006 mit 20 Fr./t CO₂ beginnend, in 2015 ist das Höchstniveau von 80 Fr./t CO₂ erreicht. Auf Brenn- und Treibstoffe wird ein einheitlicher Abgabesatz erhoben. Im Fall der Variante M+ (40) wird die Erhebung der CO₂-Abgabe erst später erforderlich, weil die WKK-Strategie auch erst später erforderlich wird. Ab 2020 liegt die Abgabe jedoch nur wenig tiefer als im Fall SoA.

Die CO₂-Abgabe verändert sowohl das Niveau der Energiepreise als auch, wie gewünscht, die Preisrelation zwischen den Energieträgern, da CO₂-intensive Brennstoffe (z.B. Heizöl) stärker belastet werden als CO₂-arme wie Erdgas. Daraus ergibt sich eine entsprechende Streubreite in den absoluten und relativen Preisaufschlägen. Wir wollen hier nicht auf die Details eingehen. Eine Vorstellung von den Preiseffekten geben folgende Zahlen. So verteuert sich im Fall der Stilllegungsvariante das Heizöl leicht um bis zu 60 %, der Preis des Heizöls schwerer liegt mehr als doppelt so hoch, während der Preis für Erdgas im Haushaltsbereich nur um rd. ¼ ansteigt, im Industriesektor wegen des niedrigen Preisniveaus allerdings um fast 50 %. Der Kohlepreis verdreifacht sich sogar. In der Stilllegungsvariante M+ (40) fallen die Aufschläge zunächst niedriger aus, ab 2020 sind sie jedoch fast genau so hoch wie im Fall SoA.

Tabelle 6-4 fasst die Auswirkungen der CO₂-Abgabe auf den Endenergieverbrauch für die Politikvariante Energiegesetz zusammen. Die absoluten Veränderungen beziehen sich auf den Energieverbrauch vor CO₂-Neutralisierung. Die Ergebnisse stellen die saldierten (bzw. kumulierten) Effekte aus den direkten preisbedingten Veränderungen und den Substitutionseffekten dar. Es zeigt sich, dass von der CO₂-Abgabe neben der Fernwärme sowie den erneuerbaren Energien Holz und übrige, die von der CO₂-Abgabe nicht oder nur unwesentlich betroffen sind, auch die Elektrizität profitiert. Der Anstieg der gesamten Stromerzeugungskosten, der mit der CO₂-Abgabe auf die fossil-thermische WKK-Erzeugung zusammenhängt, liegt in der Stilllegungsvariante SoA im Maximum bei 8 %, also wesentlich niedriger als die Preiserhöhung bei den im Wärmemarkt konkurrierenden Energieträgern Heizöl und Erdgas. Auch bei Erdgas liegt trotz der CO₂-Abgabe der Verbrauch höher, weil die positiven Substitutionsgewinne die Verbrauchsreduktion übersteigen. Der grosse Verlierer sind die Mineralölprodukte sowohl im Wärmebereich als auch bei den Treibstoffen.

Neben den Veränderungen auf der Nachfrageseite hat die CO₂-Abgabe auch Auswirkungen auf die Stromangebotsseite. Wie bereits erwähnt, erhöht die CO₂-Abgabe die Wettbewerbschancen der regenerativen Stromerzeugung. Die CO₂ Abgabe verteuert die WKK-Stromerzeugung, dadurch können die erneuerbaren Energieträger

ihren Beitrag zur WKK-Quote erhöhen.¹ Gegenüber der Situation **vor** CO₂-Neutralisation erhöht sich die Produktion der erneuerbaren Energieträger um 120 bis 150 GWh im Fall der Stilllegungsvariante SoA. Das hat entsprechende Auswirkungen auf den Zubaubedarf an WKK-Strom. Zusätzlich ist zu beachten, dass wegen der Energieeinsparungen der Wärmebedarf zurück geht, wodurch sich auch die WKK-Potenziale und die WKK-Strategie etwas verändern

Tabelle 6-4: Veränderung des Endenergieverbrauchs gegenüber Entwicklung vor CO₂-Neutralisierung durch die CO₂-Abgabe, in PJ, Energiegesetz

	2020	2015	2020	2025	2030
Stilllegungsvariante SoA					
Erdölprodukte	-18.3	-32.6	-35.8	-34.4	-33.8
HEL	-13.6	-24.1	-26.0	-24.5	-23.8
H M+S	-1.0	-1.6	-1.7	-1.6	-1.6
Benzin	-2.6	-4.7	-5.5	-5.7	-5.6
Diesel, inkl. Petrolkoks	-1.0	-2.0	-2.5	-2.6	-2.7
Erdgas Hu	2.2	2.8	3.3	3.5	3.2
Elektrizität	0.2	0.4	0.5	0.6	0.6
Fernwärme	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7
Holz	0.4	0.7	0.9	1.2	1.4
Kohle	-0.5	-0.9	-1.0	-1.0	-1.1
Neue Erneuerbare	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0
Insgesamt	-15.5	-28.9	-31.1	-28.9	-28.1
Stilllegungsvariante M+ (40)					
Erdölprodukte	0	-11.2	-26.3	-31.1	-30.6
HEL	0	-8.3	-19.2	-22.3	-21.7
H M+S	0	-0.7	-1.3	-1.5	-1.6
Benzin	0	-1.6	-3.9	-5.0	-4.9
Diesel, inkl. Petrolkoks	0	-0.7	-1.8	-2.3	-2.4
Erdgas Hu	0	1.3	2.1	2.8	2.5
Elektrizität	0	0.2	0.4	0.5	0.5
Fernwärme	0	0.1	0.2	0.4	0.7
Holz	0	0.7	0.9	1.2	1.4
Kohle	0	-0.4	-0.9	-1.0	-1.0
Neue Erneuerbare	0	0.6	0.7	.8	1.0
Insgesamt	0	-8.9	-22.8	-26.4	-25.6

Tabelle 6-5 fasst die umfangreichen Ergebnisse für den Fall des Energiegesetzes zusammen. Wie Tabelle 5-10 stellt sie die Angebotslücken, die die Basis für die Quotierung des WKK-Stroms bzw. des regenerativ erzeugten Stroms bilden, der effektiven Stromerzeugung aus WKK-Strom und regenerativem Strom gegenüber. Aus

¹ Zu berücksichtigen wäre bei der CO₂-mässigen Bewertung der WKK-Anlagen, dass sich die Verbrauchsstruktur im Wärmebereich aufgrund der Abgabe zugunsten von Erdgas verschoben hat, wodurch sich die CO₂-Gutschrift vermindert. Ebenso dürfte sich durch die CO₂-Abgabe die Brennstoffeinsatzstruktur bei den WKK-Anlagen zugunsten von Erdgas verschieben, was die Emissionen senkt. Durch die Quotierung ist dieser Effekt jedoch schwer zu kalkulieren. Insgesamt dürften sich die beiden Effekte etwa aufheben.

dem Vergleich mit den Ergebnissen in Tabelle 5-8 lassen sich unmittelbar die Auswirkungen der CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung ablesen. Man erkennt die etwas höheren Angebotslücken, zurückzuführen auf den etwas höheren Stromverbrauch. Dem steht die erwähnte höhere Stromerzeugung aus regenerativen Quellen gegenüber. Beide Effekte sind etwa gleich gross, so dass die Unterschiede in der WKK-Strategie insgesamt gering sind.

Tabelle 6-5: WKK- und REG¹⁾-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante Energiegesetz, in GWh, mit CO₂-Neutralisierung

	2010	2015	2020	2025	2030
SoA					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)	2834	6860	11937	6488	6298
Stromproduktion WKK	3916	8977	12545	9964	8038
Stromproduktion REG ¹⁾	0	188	286	286	286
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)	2834	6793	9702	6384	6194
Stromproduktion WKK	2836	6675	9529	7684	6017
Stromproduktion REG ¹⁾	0	121	182	182	182
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)	0	0	6151	7152	6930
Stromproduktion WKK	0	0	8210	9394	9394
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	109	166	166
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleibende Restlücken)	0	0	6114	7096	6874
Stromproduktion WKK	0	0	6046	6993	6993
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	72	110	110

1) Regenerative Energieträger

Zu prüfen ist nun noch, ob mit der CO₂-Abgabe die angestrebte CO₂-Neutralisierung (gegenüber den Ausgangswerten in der Referenzentwicklung mit Kernenergie) erreicht werden konnte. Tabelle 6-6 zeigt die Ergebnisse wiederum für die Variante Energiegesetz, getrennt nach den beiden Stilllegungsfällen SoA und M+ (40)¹⁾: In der Tabelle sind zum besseren Verständnis zunächst nochmals der CO₂-Reduktionsbedarf aufgeführt, unter Punkt 2 sind die CO₂-Reduktionserfolge aufgrund der CO₂-Abgabe ausgewiesen und schliesslich ist der Saldoeffekt dargestellt. Wenn der Saldo für die Brenn- und Treibstoffe zusammen genommen bei Null liegt, ist eine punktgenaue Neutralisierung erzielt. Dies wird in der Regel nur für den Fall M+ (40) erreicht. Entscheidend ist jedoch, dass über den Gesamtzeitraum hinweg keine Mehremissionen gegenüber der Referenz auftreten. Daran gemessen ist die Zielsetzung in beiden Stilllegungsfällen erreicht. Aus der Tabelle erkennt man unmittelbar,

1 Auf den Ausweis der Ergebnisse für die Stilllegungsvariante M+ (50) wird hier verzichtet. Im Anhang sind die Ergebnisse auch hierfür ausgewiesen.

dass der Treibstoffbereich einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Neutralisierung leisten muss, um die unzureichende Kompensation bei den Brennstoffen zu ergänzen.

Tabelle 6-6: Veränderung der CO₂-Emissionen nach Stilllegungsvarianten für die Politikvariante Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung, in Mio t (Berechnung nach CO₂-Gesetz)

	2010	2015	2020	2025	2030
Stilllegungsvariante SoA					
1. CO ₂ -Reduktionsbedarf für CO ₂ -Neutralität					
Brennstoffe	1.1	2.1	3.1	2.5	2.0
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	1.1	2.1	3.1	2.5	2.0
2. CO ₂ -Reduktion durch CO ₂ -Abgabe					
Brennstoffe	-1.0	-1.9	-2.0	-1.9	-1.8
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	-0.2	-0.5	-0.6	-0.6	-0.6
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	-1.3	-2.3	-2.6	-2.4	-2.4
3. CO ₂ -Neutralisierung (Saldo)					
Brennstoffe	0.0	0.3	1.1	0.6	0.2
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	-0.2	-0.5	-0.6	-0.6	-0.6
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	-0.2	-0.2	0.5	0.0	-0.4
Stilllegungsvariante M+ (40)					
1. CO ₂ -Reduktionsbedarf für CO ₂ -Neutralität					
Brennstoffe	0	0.1	1.9	2.2	2.3
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	0.1	1.9	2.2	2.3
2. CO ₂ -Reduktion durch CO ₂ -Abgabe					
Brennstoffe	0	-0.6	-1.5	-1.7	-1.7
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	-0.2	-0.4	-0.5	-0.5
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	-0.8	-1.9	-2.2	-2.2
3. CO ₂ -Neutralisierung (Saldo)					
Brennstoffe	0	-0.5	0.4	0.5	0.6
Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	-0.2	-0.4	-0.5	-0.5
Brenn- und Treibstoffe (ohne Auslandsflüge)	0	-0.7	0.0	0.0	0.0

Damit ist von der energetischen Seite her gesehen und unter Einhaltung der klimatischen Nebenbedingung einer sich nicht verschlechternden CO₂-Bilanz die Analyse der Gesamtstrategie für die Schliessung der Angebotslücken, die sich im Falle eines vorgegebenen Stilllegungspfades ergeben, für die Politikvariante Energiegesetz an dieser Stelle abgeschlossen. Die detaillierten Resultate insbesondere zur Veränderung der gesamtschweizerischen Elektrizitätsbilanzen sind den Anhangtabellen zu entnehmen. Entsprechende grafische Darstellungen veranschaulichen die Ergebnisse.

Bezüglich der **Politikvariante CO₂-Gesetz** wollen wir uns für die CO₂-Neutralisierung auf die wichtigsten Ergebnisse und einige wesentliche Hinweise zum besseren Verständnis der Zusammenhänge beschränken. Weitere Ergebnisse und Grafiken sind auch hier im Anhang ausgewiesen. Zunächst sind in Tabelle 6-7 die CO₂-Abgaben im Überblick zusammengestellt. Dabei lässt sich Folgendes feststellen: Im Vergleich

zum Politikfall Energiegesetz unterscheiden sich beim Fall mit Zielerreichung gemäss CO₂-Gesetz die Abgabesätze zwischen Brenn- und Treibstoffen deutlich voneinander. Der Grund hierfür liegt darin, dass im Referenzfall wegen der im CO₂-Gesetz formulierten Reduktionsziele die CO₂-Abgabe auf Treibstoffe bereits bis auf 160 Fr./t CO₂ angehoben werden musste, so dass die Abgabe auf Treibstoffe für die CO₂-Neutralisierung aufgrund des Höchstsatzes von 210 Fr./t CO₂ auf 50 Fr./t CO₂ zu begrenzen war. Zählt man beide Abgabesätze zusammen, liegt er im Fall der Stilllegungsvariante SoA gerade bei 210 Fr./t CO₂. Bei den Brennstoffen liegt der Referenzabgabesatz bei 100 Fr./t CO₂, die CO₂-Neutralisierungsabgabe bei 110 Fr./t CO₂, zusammen also bei 210 Fr./t CO₂. Der nach dem CO₂-Gesetz mögliche Höchstsatz von 210 Fr./t CO₂ auf fossile Brenn- und Treibstoffe reicht demnach gerade aus, um einerseits die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen und andererseits die mit der fossil-thermischen WKK-Stromerzeugung verbundenen CO₂-Mehremissionen zu kompensieren.

Tabelle 6-7: CO₂-Abgaben für CO₂-Zielerreichung und CO₂-Neutralisierung in der Politikvariante CO₂-Gesetz, in Fr./t CO₂

	2005	2010	2015	2020	2030
1. CO₂-Abgabe zur CO₂-Zielerreichung in Referenz mit Kernenergie					
Brennstoffe	40	100	100	100	100
Treibstoffe	50	160	160	160	160
2. CO₂-Abgabe zur CO₂-Neutralisierung in der Stilllegungsvariante					
SoA					
Brennstoffe	0	70	110	110	110
Treibstoffe	0	50	50	50	50
M+ (40)					
Brennstoffe	0	0	40	90	90
Treibstoffe	0	0	40	50	50
3. CO₂-Abgabe insgesamt					
SoA					
Brennstoffe	40	170	210	210	210
Treibstoffe	50	210	210	210	210
M+ (40)					
Brennstoffe	40	100	140	190	190
Treibstoffe	50	160	200	210	210

In der Tabelle 6-8 sind die angebotsseitigen Auswirkungen der CO₂-Abgabe für diese Politikvariante zusammengestellt.¹ Aufbau und Inhalt sind identisch mit Tabelle 5-9. Die Ergebnisse dieser beiden Tabellen können unmittelbar verglichen werden, die

¹ Auf den tabellarischen Ausweis der Endverbrauchseffekte wurde verzichtet, sie können jedoch auf Wunsch zur Verfügung gestellt werden.

Abweichungen entsprechen den Wirkungen der CO₂-Abgabe. Die Auswirkungen der Abgaben insgesamt unterscheiden sich nicht wesentlich von denen des Energiegesetzes.

Tabelle 6-8: WKK- und REG¹⁾-Stromproduktion und Angebotslücken für die Politikvariante CO₂-Gesetz in GWh, mit CO₂-Neutralisierung

	2010	2015	2020	2025	2030
SoA					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	2910	7107	11861	6625	6434
Stromproduktion WKK	3993	9024	12105	9512	7622
Stromproduktion REG ¹⁾	0	371	742	742	742
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	2910	6976	9680	6362	6171
Stromproduktion WKK	2910	6741	9206	7336	5692
Stromproduktion REG ¹⁾	0	240	479	479	479
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	0	0	6218	7200	6977
Stromproduktion WKK	0	0	7944	9170	9170
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	361	366	366
Winterhalbjahr					
Angebotslücken (verbleib. Restlücken)	0	0	6093	7072	6849
Stromproduktion WKK	0	0	5861	6841	6841
Stromproduktion REG ¹⁾	0	0	237	238	238

1) Regenerative Stromerzeugung

Da die Abgabe zur CO₂-Neutralisierung die Stromerzeugung aus fossil-thermischen WKK-Anlagen verteuert, erhöht sich innerhalb der vorgegebenen gemeinsamen Quote der Zertifikatspreis und verbessern sich somit die **Wettbewerbschancen der regenerativen Energieträger**. Daher kann im Vergleich zur Situation ohne CO₂-Neutralisierung ein höherer Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken erwartet werden. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt im Politikfall CO₂-Gesetz, bei dem die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen sich durch die CO₂-Abgabe zur CO₂-Neutralisierung nahezu verdoppelt (vgl. Tabelle 6-9 im Vergleich zu Tabelle 5-10). Ihr Anteil an der Deckung der Angebotslücken reicht von rd. 6 % im Fall M+ (40) bis zu fast 12 % im Fall SoA, jeweils für das hydrologische Jahr. Im Winterhalbjahr liegen ihre Deckungsbeiträge jedoch deutlich niedriger. Von den einzelnen Energien stehen die Biomasse und die Windenergie im Vordergrund, die Bedeutung der Solarenergie bleibt gering. Tabelle 6-9 fasst die Ergebnisse nach Politik- und Stilllegungsvarianten differenziert zusammen.

Tabelle 6-9: Beitrag der regenerativen Energien zur Deckung der Angebotslücken nach Politik- und Stilllegungsvarianten in GWh, nach CO₂-Neutralisierung

	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz					
SoA					
Hydrologisches Jahr	0	188	286	286	286
Wind	0	85	133	133	133
Biomasse	0	93	133	133	133
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	10	19	19	19
Winterhalbjahr	0	121	182	182	182
Wind	0	55	87	87	87
Biomasse	0	62	88	88	88
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	4	8	8	8
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr	0	0	109	166	166
Wind	0	0	42	73	73
Biomasse	0	0	67	93	93
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
Winterhalbjahr	0	0	72	110	110
Wind	0	0	28	47	47
Biomasse	0	0	44	62	62
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	0	0	0
CO₂-Gesetz					
SoA					
Hydrologisches Jahr	0	371	742	742	742
Wind	0	170	340	340	340
Biomasse	0	187	373	373	373
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	15	29	29	29
Winterhalbjahr	0	240	479	479	479
Wind	0	111	221	221	221
Biomasse	0	123	246	246	246
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	6	12	12	12
M+ (40)					
Hydrologisches Jahr	0	0	361	366	366
Wind	0	0	170	170	170
Biomasse	0	0	187	187	187
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	5	10	10
Winterhalbjahr	0	0	237	238	238
Wind	0	0	110	110	100
Biomasse	0	0	124	124	124
Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke	0	0	2	4	4

6.3 Veränderung der NO_x-Emissionen

Die WKK-Strategie verändert gegenüber der Referenzentwicklung nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern auch und vor allem die NO_x-Emissionen, da motorgetriebene BHKW im Verhältnis zu den substituierten Heizanlagen (und der gesamten Stromerzeugung) spezifisch höhere NO_x-Emissionsfaktoren aufweisen.

Die zusätzliche Belastung lässt sich aus der getrennten Betrachtung der einzelnen wirksamen Einflüsse berechnen. Zunächst werden die (im Vergleich zur Referenzentwicklung) gesamten zusätzlichen Brennstoffeinsätze der verschiedenen Stilllegungs- und Politikvarianten betrachtet. Ihre Verknüpfung mit den spezifischen NO_x-Emissionsfaktoren der einzelnen BHKW-Typen liefert die Bruttoemissionen der WKK-Strategie. Da mit den Brennstoffeinsätzen Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt werden, ist der dadurch vermiedene Brennstoffeinsatz für Heizanlagen als NO_x-Emissionsgutschrift von den Bruttoemissionen der BHKW abzusetzen.

Daneben sind die Auswirkungen der CO₂-Neutralisierung in die Betrachtung miteinzubeziehen: die Massnahmen zur Erfüllung der CO₂-Neutralität haben einen Minderverbrauch an fossiler Energie zur Folge, der gleichfalls NO_x-mässig bewertet und in die Gesamtbetrachtung einbezogen werden muss. Die Berechnung der zusätzlichen NO_x-Belastungen basiert somit auf folgenden Bewertungsschritten:

- Auf der NO_x-mässigen Bewertung der zusätzlichen Brennstoffeinsätze in den jeweiligen WKK-Prozessen (Brutto-Emissionen),
- auf der NO_x-mässigen Bewertung der eingesparten Brennstoffeinsätze beim Spitzenkessel (Gutschrift Heizanlagen-Minderverbrauch) und
- auf der NO_x-mässigen Bewertung der mit der CO₂-Neutralisierung verbundenen Einsparungen (Minderemissionen durch CO₂-Neutralisierung).

Als spezifische NO_x-Emissionsfaktoren wurden die geltenden Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung, soweit diese energieträgerspezifisch und/oder prozesstechnisch definiert sind, zugrundegelegt. Dort, wo es keine offiziellen Grenzwerte gibt (z.B. kleine Heizanlagen), wurden in Abstimmung mit dem BUWAL deutsche Erfahrungswerte (GEMIS-Datenbank) verwendet. Gerade bei den kleineren dieselmotorbetriebenen BHKW ist die NO_x-Belastung erheblich: die Angaben schwanken sehr stark, gemessene Maximalwerte liegen im Bereich bis zu 2500 mg/m³ Reingas, entsprechend ca. 800 kg/TJ Input. Für diesen Anlagentyp haben wir einen Mittelwert von rund 1100 mg/m³, entsprechend rund 350 kg/TJ Input, zugrundegelegt. Im einzelnen wurden für die Berechnung der NO_x-Emissionen die in Tabelle 6-10 ausgewiesenen mittleren Emissionsfaktoren verwendet.

Die unterstellten NO_x-Faktoren basieren auf dem heutigen technischen Stand. Neue Entwicklungstechnologien, die ihre technische, wirtschaftliche Realisierung in der

Serienproduktion noch nicht bewiesen haben (wie z.B. Abgasröhren-Katalysator-Systeme, Biogas-Katalysatoren aus Kupferoxid, Platin und Aluminiumoxid), die im Idealfall eine weitgehende Entstickung versprechen, sind in den Faktoren nicht berücksichtigt. Die zusätzlichen NO_x-Emissionen würden sich bei entsprechender Realisierung des technischen Fortschritts auf einen Bruchteil der in Tabelle 6-11 ausgewiesenen Werte vermindern lassen. Die noch 1995 anvisierte Reduktion der NO_x-Faktoren auf 20 kg Stickoxid/rl konnte nach Auskunft des BUWAL bis heute erreicht werden.

Tabelle 6-10: Spezifische NO_x-Emissionsfaktoren nach WKK-Technologien und nach Heizanlagentypen

Technologie	NO _x -Emissionsfaktor (kg/TJ Input)
Dieselmotor-Heizkraftwerk gross (mit SCR, OxidationsKatalysator)	80
Dieselmotor-Heizkraftwerk klein (ohne DeNox, mit OxKat)	320
Gasmotor-Heizkraftwerk mit 3-Wege-Katalysator	80
Magermotor-Heizkraftwerk mit OxidationsKatalysator	80
50 MW Gasturbinen-Heizkraftwerk, lowNox	42
10 MW Gasturbinen-Heizkraftwerk, lowNox	112
100 MW GuD-Heizkraftwerk, lowNox-Brennkammer	42
50 MW GuD-Heizkraftwerk, lowNox-Brennkammer	42
Brennstoffzellen WKK	2
Erdgas-Zentral-/Etagenheizung, atmosphärisch	40
Erdgas-Zentralheizung, Gebläse bzw. Brennwert	30
Öl-Zentralheizung, atmosphärisch	40
Öl-Zentralheizung, Raketenbrenner	30

Quelle: LRV, eigene Berechnungen auf Basis der deutschen GEMIS-Werte (abgestimmt mit dem BUWAL).

Tabelle 6-11 zeigt die zusätzlichen NO_x-Belastungen insgesamt bzw. der einzelnen Komponenten. Die NO_x-Mehrbelastung beträgt im Politikfall Energiegesetz für die Stilllegungsvariante SoA in 2020 ca. 11100 t Stickoxide, für die Politikvariante CO₂-Gesetz liegt der entsprechende Wert mit 10800 t geringfügig niedriger. Bezogen auf das derzeitige Emissionsniveau von rund 118000 t sind dies rund 9%. Ohne die kompensatorisch wirkenden Effekte (Emissionsgutschrift, Minderverbrauch durch CO₂-Neutralität) betrügen die Mehremissionen gegenüber der Referenzentwicklung mit Kernenergie im Höchstwert fast 16000 t NO_x (vgl. den Ausweis der Bruttoemissionen in Tabelle 6-11). Nach 2025 gehen die Mehrbelastungen insbesondere aufgrund der rückläufigen WKK-Produktion auf knapp die Hälfte zurück.

In der Variante Energiegesetz Stilllegungsvariante M+ (40) lassen sich die NO_x-Mehremissionen zwischen 2025 und 2030 (netto) auf 6100 t begrenzen. Bei der Variante M+ (50) belaufen sich die Mehrbelastungen im Jahr 2030 auf rund 2200 t. Sollten, wie in dem neuesten Gutachten zu den Luftschadstoffemissionen des

Strassenverkehrs¹ beschrieben, bis 2010 bzw. 2020 die NOx-Belastung des Strassenverkehrs von rund 51.000 t auf etwa 24.000 bzw. 17.000 t zurückgehen (Grundszenario), würde die WKK-bedingte Emissionszunahme dann entsprechend stärker ins Gewicht fallen.

Tabelle 6-11: Auswirkungen der WKK-Strategie auf die NOx-Emissionen nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO₂-Neutralisierung), in t

	2010	2015	2020	2025	2030
Bruttoemissionen WKK-Strategie					
Energiegesetz					
Stilllegungsvariante SoA	2685	8921	15729	13589	9207
Stilllegungsvariante M+ (40)	0	0	7267	9441	9441
Stilllegungsvariante M+ (50)	0	0	0	0	4370
CO ₂ -Gesetz					
Stilllegungsvariante SoA	2695	9298	15282	13141	8374
Stilllegungsvariante M+ (40)	0	0	7095	9356	9356
Minderemissionen gekoppelte Wärmeerzeugung (Gutschrift)					
Energiegesetz					
Stilllegungsvariante SoA	635	1654	2633	2159	1562
Stilllegungsvariante M+ (40)	0	0	1434	1744	1744
Stilllegungsvariante M+ (50)	0	0	0	0	1034
CO ₂ -Gesetz					
Stilllegungsvariante SoA	649	1683	2547	2063	1448
Stilllegungsvariante M+ (40)	0	0	1383	1706	1706
Minderemissionen CO₂-Neutralisierung					
Energiegesetz					
Stilllegungsvariante SoA	-1172	-1902	-1982	-1847	-1809
Stilllegungsvariante M+ (40)	15	-602	-1462	-1688	-1651
Stilllegungsvariante M+ (50)	0	0	0	0	-1116
CO ₂ -Gesetz					
Stilllegungsvariante SoA	-1069	-1763	-1928	-1787	-1741
Stilllegungsvariante M+ (40)	17	-525	-1281	-1519	-1476
Nettoemissionen der WKK-Strategie					
Energiegesetz					
Stilllegungsvariante SoA	877	5365	11113	9583	5835
Stilllegungsvariante M+ (40)	15	-602	4370	6009	6046
Stilllegungsvariante M+ (50)	0	0	0	0	2221
CO ₂ -Gesetz					
Stilllegungsvariante SoA	976	5852	10807	9290	5186
Stilllegungsvariante M+ (40)	17	-525	4430	6130	6174

1 BUWAL, Luftschadstoffemissionen des Strassenverkehrs 1950-2020, Nachtrag/Schriftenreihe Umwelt Nr. 225).

7. Kosten der Stilllegungsvarianten

7.1 Abgrenzung der Stilllegungskosten

In diesem Kapitel geht es darum, die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen energetischen und klimatischen Wirkungen der verschiedenen KKW-Stilllegungsvarianten kostenmässig zu bewerten. Die Schätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen (Beschäftigungseffekte, Produktionsstruktureffekte u.a.) wird in einer separaten Untersuchung von Ecoplan vorgenommen. Methodisch knüpft die Untersuchung der Stilllegungskosten an die Vorgehensweise bei der Quantifizierung der energetischen Auswirkungen an, d.h. es werden die Kosten in den einzelnen Stilllegungsvarianten mit denen der Referenzentwicklung mit Kernenergie verglichen und daraus Differenzkosten errechnet. Das bedeutet, dass nur diejenigen Kostenelemente, die sich mit der Stilllegung der KKW's verändern, betrachtet werden, während die Kostenelemente, die von der Stilllegung nicht tangiert werden, keine Rolle spielen, da bei diesen die Differenzkosten Null sind. Solche fixen Kostenelemente gibt es bei den KKW's selbst, sie fallen unabhängig von der Stilllegung in gleicher Höhe an, aber auch bei anderen Aspekten der Stromversorgung, beispielsweise die Kosten der Stromerzeugung aus bestehenden Wasserkraftwerken, die mit der KKW-Stilllegung nicht zusammenhängen.

Bei der Analyse der Kosten stehen die volkswirtschaftlichen Kostenentwicklungen im Vordergrund. Betriebswirtschaftliche Kosteneffekte, die an anderer Stelle (bei Privaten Haushalten, anderen Unternehmen oder Staat) zu entsprechenden Kostenbe- oder -entlastungen führen, sind für die Kostenbewertung letztlich ohne Bedeutung. Ein Beispiel ist die im vorherigen Kapitel diskutierte CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung. Da die zugebauten WKK-Anlagen diese Abgabe bezahlen müssen, deren Mehraufwendungen sie gegebenenfalls über höhere Strompreise auf die Verbraucher überwälzen, ergeben sich ceteris paribus Mehreinnahmen bei Staat und letztlich bei Rückerstattung Mehreinnahmen bei der AHV und/oder den Privaten Haushalten. Es finden also im Grunde lediglich durch die CO₂-Abgabe ausgelöste finanzielle Umverteilungsvorgänge statt, die keine volkswirtschaftlichen Kosten sind und deshalb auch nicht den zugebauten WKK-Anlagen angelastet werden können. Von den Volkswirtschaftlichen Kosten aus gesehen ist dies ein Nullsummenspiel. Kostenwirksam wird eine solche Abgabe erst dann, wenn dadurch Anpassungsprozesse und Investitionen z.B. in Energiesparmassnahmen und in regenerative Energien ausgelöst werden, dann entstehen im Umfang der dafür erforderlichen Mehraufwendungen auch volkswirtschaftliche Kosten.

Die Analyse der Kosten erstreckt sich jeweils über den Untersuchungszeitraum von 2004 bis 2030. Entsprechend den mit der Stilllegung einhergehenden energetischen Auswirkungen kann man die Gesamtkosten der Stilllegung nach verschiedenen Bereichen unterscheiden:

1. KKW-Stilllegung: Die mit der Stilllegung einhergehenden Minderausgaben für alle die Kostenkomponenten, die von heute aus gesehen bis zum Ende des Untersuchungszeitraums variabel sind (Minderausgaben).
2. Stromsparen: Die Aufwendungen für Stromsparinvestitionen, die durch die ordnungsrechtlichen Massnahmen verursacht werden (Mehrausgaben).
3. WKK-Zubau: Die Aufwendungen für den Aufbau des für die Schliessung der Versorgungslücken notwendigen WKK-Parks (Mehrausgaben für Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten).
4. Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen: Die Aufwendungen für die Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten der neu gebauten regenerativen Stromanlagen.
5. Veränderung der Stromexporte:¹ Mit der Reduzierung der Versorgungssicherheit auf 50 % (in der Referenz mit Kernenergie liegt sie bei mehr als 90 %) sind geringere Stromexporte und damit geringere Erlöse im Vergleich zur Referenzentwicklung verbunden (Mindereinnahmen).
6. Die Kompensation der CO₂-Mehremissionen zieht Einspar- und Substitutionsmassnahmen nach sich, die Kosten verursachen.
7. Netzkosten: Dezentrale BHKW's speisen den für die Objektversorgung nicht benötigten Strom in der Regel in das Mittelspannungsnetz ein (möglicherweise geringere Netzkosten auf der Hochspannungsebene).

Diese Kostenbereiche gelten für beide Politikvarianten und die jeweiligen Stilllegungsvarianten gleichermassen.

7.2 Minderkosten der KKW-Stilllegung

Ausgangsbasis für die Ermittlung der Kosteneinsparungen im Falle der Stilllegung ist die Kostenschätzung für den Referenzfall, bei dem eine 50-jährige Betriebsdauer für die drei kleinen KKW-Blöcke und eine 60-jährige Betriebsdauer für das KKW Gösgen und das KKW Leibstadt zugrundegelegt werden. Den für diese Betriebsdauer ermittelten Gesamtkosten werden die Kosten für den Fall einer Stilllegung der KKW's nach 30, 40 bzw. 50 Jahren gegenübergestellt und daraus die Differenzkosten ermittelt.

Die Gesamtkosten werden soweit differenziert, dass eine Trennung zwischen fixen, d.h. von der Betriebsdauer unabhängigen und mit der Betriebsdauer variierenden

¹ Bei den Stromimporten gibt es dagegen entsprechend den Initiativvorgaben keine Änderungen. Die geringe Menge an importiertem Windkraftstrom wurde in die WKK-Strategie integriert.

Kosten möglich ist. Bei den **Kapitalkosten** wird zwischen folgenden Komponenten unterschieden:

- Abschreibungen und Zinsen für die Erstinvestition (Errichtung der KKW's) sowie für die seit Betriebsbeginn bis zum Beginn des Untersuchungszeitraums getätigten Investitionen: diese Aufwendungen sind unabhängig von der Betriebsdauer und bleiben daher konstant.
- Kapitalkosten (ab Beginn des Untersuchungszeitraums) für künftig geplante oder zu erwartende Investitionen für Leistungssteigerungen, Anlageerneuerungen oder für Nachrüstungen der Anlage zur Verlängerung der Betriebsdauer: diese Aufwendungen variieren mit der Betriebsdauer.
- Abschreibungskosten bzw. Rückstellungen für die Stilllegung der KKW's: Die Finanzierung der Stilllegungskosten (im engeren Sinne) ist über eine Verordnung geregelt. Die Betreiber leisten jährliche Beiträge in einen Stilllegungsfonds für Kernanlagen. Die Beiträge der einzelnen KKW's sind so festgesetzt, dass unter der **Annahme einer 40-jährigen Betriebsdauer** bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Anlage alle erwarteten Kosten gedeckt sind. Die Höhe dieser Stilllegungskosten ist von der Betriebsdauer unabhängig.

Die Betriebskosten (Personal, Material, Fremdleistungen, Versicherungen u.ä.) sind unmittelbar mit dem Betrieb der Anlage verknüpft und daher variabel. Dasselbe gilt für die Kosten der Brennstoffbeschaffung.

Die Finanzierung der Kosten für die Brennstoffentsorgung (Entsorgung von Betriebsabfällen und bestrahlten Brennelementen) wird wie die der Stilllegungskosten über einen Entsorgungsfonds geregelt. Die Betreiber nehmen jährliche Rückstellungen für die gesamten Entsorgungskosten während und nach dem Betrieb vor. Auch hier müssen die Kosten für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle nach einem 40-jährigen Betrieb der einzelnen Kernkraftwerke sichergestellt sein (vgl. Vorentwurf zur Verordnung über den Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke vom 7.6.99). Der überwiegende Teil der Entsorgungskosten ist von der Betriebsdauer der Anlage unabhängig, ein Teil der Kosten variiert jedoch mit der Betriebsdauer.

Für die Schätzung und Fortschreibung der einzelnen Kostenelemente konnte auf verschiedene Quellen zurückgegriffen werden:

- KKW-spezifische Unterlagen zur Kostenplanung für die nächsten Jahre.¹
- Studie des Unterausschusses Kernenergie (UAK) der Überlandwerke zur Ermittlung der Entsorgungskosten der Schweizer Kernkraftwerke (Aktualisierung 1998).

¹ Für das KKW Mühleberg liegen nur grobe Informationen vor.

- Schätzung des BFE über jährliche Beiträge der einzelnen KKW in den Stilllegungsfonds für die Periode 1999-2001.
- Internes Papier des BFE über die Auswirkungen einer längeren resp. kürzeren Betriebsdauer der KKW auf die Entsorgungskosten.

Ausgehend von diesen Unterlagen lässt sich näherungsweise die gegenwärtige Struktur der Jahreskosten und Stromgestehungskosten der schweizerischen Kraftwerksparks ableiten. Danach ergibt sich für das Budgetjahr 1999 und das Planungsjahr 2003 die in der Tabelle 7-1 dargestellte Kostenstruktur.

Tabelle 7-1: Jahreskosten und spezifische Stromgestehungskosten der KKW

	Mio Fr.		Rp/kWh	
	1999	2003	1999	2003
Kapitalkosten	503	413	2.0	1.6
Betriebskosten	473	487	1.9	1.9
Brennstoffkosten	510	457	2.1	1.8
– Versorgung	139	148	0.6	0.6
– Entsorgung (Rückstellung)	371	309	1.5	1.2
Gesamtkosten	1485	1357	6.0	5.3

Quelle: KKW-spezifische Planungsunterlagen

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des schweizerischen KKW-Parks liegen gegenwärtig bei rd. 6 Rp/kWh. Die Kostenanteile verteilen sich nahezu gleich stark auf die verschiedenen Kostenbereiche. Bis 2003 wird ein Rückgang der spezifischen Kosten auf 5,3 Rp/kWh erwartet. Gründe dafür sind zum einen abnehmende Kapitalkosten, da bei einem KKW nach den vorliegenden Informationen bis dahin Abschreibungen und Zinszahlungen weitgehend entfallen, zum anderen geringere Rückstellungen für die Brennstoffentsorgung.

Die Fortschreibung der Stromerzeugungskosten wird für jedes KKW getrennt vorgenommen. In einem ersten Schritt werden Annahmen für eine Betriebsdauer von jeweils zunächst 40 Jahren getroffen, weil den Schätzungen zu den Rückstellungen für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds wie erwähnt auch diese Betriebsdauer zugrundeliegt. In einem nächsten Schritt werden dann die Kosten für die Verlängerung der Betriebsdauern auf 50 Jahre bzw. für die beiden grossen Blöcke bis 60 Jahre geschätzt. Für die Fortschreibung der KKW-Kosten bis zur 40-jährigen Betriebsdauer werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Abschreibungsdauer für die Erstinvestition (Errichtung des Kraftwerks) liegt bei 30 Jahren; danach treten hierfür keine Kapitalkosten mehr auf.
- Die Kapitalkosten für die seit Betriebsbeginn durchgeführten bzw. von den Unternehmen geplanten Erneuerungsinvestitionen werden bis zur Betriebs-

dauer von 40 Jahren angesetzt; Grundlage für die Schätzung sind die in den KKW-Unterlagen dafür ausgewiesenen Abschreibungen bzw. vorgesehenen Rückstellungen.

- Die jährlichen Beiträge der KKW's in den Stilllegungsfonds wurden aus den heutigen kraftwerkspezifischen Restverpflichtungen entsprechend den Berechnungen des BFE festgelegt. Die Restverpflichtungen betragen demnach 742 Mio Fr., die jährlichen Beiträge nach den BFE-Schätzungen rd. 18.5 Mio Fr. für die nächsten drei Jahre. Da es nicht möglich ist, die Entwicklung am Kapitalmarkt vorauszusehen, haben wir die KKW-spezifischen Werte für die jeweilige Restzeit bis zur 40-jährigen Betriebsdauer konstant gehalten. Dies ist zwar eine vereinfachende Annahme, für die Höhe der uns allein interessierenden Differenzkosten aber ohne Bedeutung, da der Kapitalbedarf des Stilllegungsfonds und damit die Jahresbeträge von der Betriebsdauer unabhängig ist.
- Die Höhe der Betriebskosten wurden real konstant gehalten.
- Dieselbe Annahme gilt auch für die Brennstoffversorgung. Gegenwärtig gibt es keine Hinweise auf eine Verknappung bei den Uranvorkommen. Nach einer BGR-Untersuchung (BGR, 1999) ist zumindest bis 2020 ressourcenseitig die Verfügbarkeit an kostengünstigem Spaltmaterial gesichert (Reserven von 1.37 Mio t zu Förderkosten bis 40 USD/t Uran). Die Kernkraftwerke verbrauchen gegenwärtig weltweit ca. 60 – 65000 t Uran. Aufgrund des weltweit gebremsten Ausbaus sind von der Nachfrage her gesehen keine Versorgungsengpässe in Sicht.
- Zur Höhe der Entsorgungskosten für Betriebsabfälle und bestrahlte Brennelemente liegt eine für den Stand 1998 aktualisierte Schätzung der Betreiber zusammen mit dem UAK (Unterausschuss Kernenergie der Überlandwerke) vor. Danach liegen die Gesamtkosten im Falle einer Betriebsdauer von 40 Jahren bei rd. 13.1 Mrd Fr.. Für den Zeitraum ab 1998 betragen die Entsorgungskosten (inkl. eines 5 %igen Zuschlags) rd. 10.4 Mrd Fr.. Diese Werte bilden auch die Basis für die sich in der Vernehmlassung befindende Verordnung über den Entsorgungsfonds. Diese sieht vor, dass jedes Kraftwerk bis spätestens nach einem 40-jährigen Betrieb seinen vorgesehenen Beitrag zur Deckung der Gesamtkosten geleistet haben muss. Die Kraftwerke leisten ihren Beitrag in Form finanzmathematisch ermittelter jährlicher Rückstellungen, in die Kapitalerträge und mögliche Verluste des angesammelten Kapitals einfließen. Nach vorliegenden aktuellen Berechnungen (Preinreich/UAK, 2000) werden sich die jährlichen Rückstellungen für alle Kraftwerke zusammengekommen auf knapp 190 Mio Fr. belaufen (dies entspricht spezifischen Kosten von 0.8 Rp/kWh).

Diese Vorgaben gelten für eine 40-jährige Betriebsdauer. Unter den gemachten Annahmen betragen die jährlichen Gesamtkosten zwischen 2004 und 2009/2010 ¹ auf etwas mehr als 1.1 Mrd Fr., entsprechend 4.6 Rp/kWh; das sind 1.4 Rp/kWh weniger als heute. Dies ist auf die vorgegebene Abschreibungsdauer von 30 Jahren und die geringeren Rückstellungen für die Entsorgung zurückzuführen. Nochmals sei betont, dass die Annahmen zur Abschreibungsdauer bzw. zu den jährlichen Kapitalkosten für die Differenzkosten keine Rolle spielen, da die entsprechenden Investitionsaufwendungen ja bereits getätigt worden sind und damit unabhängig von der Betriebsdauer auf jeden Fall finanziert werden müssen. Entscheidend ist vielmehr die Frage, welche Kosten sich im Falle einer Verlängerung der Betriebsdauer um 10 bis 20 Jahre bzw. einer Verringerung um 10 Jahre sich verändern und in welcher Höhe sie sich verändern. Betriebskosten und Brennstoffkosten sind notwendigerweise an die Laufzeit geknüpft. Die entsprechenden Annahmen, die für eine 40-jährige Betriebsdauer zugrundegelegt wurden, gelten auch für die Betriebsverlängerung bis auf 50 und 60 Jahre. Die Kosten für den Stilllegungsfonds bleiben dagegen unverändert, das Kapital ist annahmegemäss nach 40 Jahren angesammelt, danach fallen die entsprechenden Rückstellungen weg. Verbleiben als näher zu betrachtende Kostenbereiche bei einer Verlängerung der Betriebsdauer zusätzliche Kapitalkaufwendungen und Änderungen bei den Entsorgungskosten.

Bezüglich der Entsorgungskosten hat das BFE eine grobe Schätzung zu den variablen Kostenkomponenten bei einer jeweils 10 Jahre längeren bzw. kürzeren Betriebsdauer als der unterstellten 40 Jahre durchgeführt (BFE, internes Papier). Auf der Grundlage der erwähnten UAK-Studie werden die Auswirkungen auf die einzelnen Kostenelemente (Transporte, zentrale Abfallbehandlung, Zwischenlagerung, Brennelemente bis hin zur Endlagerung) berücksichtigt. Ergebnis dieser Schätzung sind Mehrkosten in Höhe von 1.75 Mrd Fr. pro 10 Jahre zusätzlichem Betrieb der KKW. Die Ergebnisse sind bei einer um 10 Jahre kürzeren, auf 30 Jahre befristeten Betriebsdauer nicht ganz symmetrisch, in diesem Fall können 1.3 Mrd Fr. eingespart werden.

Was die Kapitalkosten betrifft, wird davon ausgegangen, dass die Verlängerung der Betriebsdauer von 40 auf 50 Jahre und von 50 auf 60 Jahre jeweils nachhaltige Ertüchtigungsinvestitionen erforderlich macht. Über die Höhe der dafür erforderlichen Aufwendungen besteht grosse Unsicherheit, da es dafür kaum empirische Erfahrungen gibt. Nachrüstungserfordernisse können verschiedene Anlageteile betreffen, die Sicherheitsanlagen, nukleare und Druckteile, konventionelle Anlageteile (Turbinen, Generatoren), Gebäudeteile inkl. Kühlturm. Kritisch sind vor allem die Sicherheitsinstallationen, die mit zunehmendem Alter der Anlage möglicherweise einen kürzeren

¹ Der Einfachheit halber wurde für Beznau I und II bei einer 40-jährigen Betriebsdauer 2010 als „durchschnittliches“ Stilllegungsjahr zugrundegelegt.

Ersatzrhythmus erforderlich machen oder angepasst werden müssen, wenn neue Nachrüsttechnologien für die bestehenden KKW's entwickelt werden.¹

In der Studie „Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ausstiegs der Schweiz aus der Kernenergie“ (Pfaffenberger, 2000) werden für die Verlängerung der Betriebsdauer der beiden Blöcke Gösgen und Leibstadt von 50 auf 60 Jahre zusätzliche Investitionen von 600 Mio Fr. angesetzt. Dies entspricht spezifischen Investitionskosten von etwa 300 Fr./kW_{el}, einem Wert, der annuitätisch umgelegt sich offensichtlich eher an den Aufwendungen für die Nachrüstprogramme in der Vergangenheit (SUSAN, NANO) bzw. an den gegenwärtigen Rückstellungen für geplante Anlageerneuerungen orientiert als an den möglichen Erfordernissen einer u.U. substantziellen Ertüchtigung nach einer 40- bzw. 50-jährigen Betriebsdauer. Nach einer Studie des Wuppertal-Instituts und des Öko-Instituts für das Bundesumweltministerium in Berlin (Januar 2000) ist bisher in den deutschen KKW's ein jährlicher Investitionsaufwand von „deutlich über 10 Mio DM pro Jahr und Anlage“ zu tätigen gewesen. Sie gehen für die folgenden Jahre davon aus, dass jährlich im Durchschnitt 30 bis 45 Mio DM für Nachrustungsinvestitionen ausgegeben werden müssten. Diese Werte entsprechen annuitätisch gerechnet in etwa den Vorgaben der schweizerischen Betreiber. Allerdings gelten die Annahmen in der Studie für Deutschland für Nutzungsdauern von lediglich 30 bis 40 Jahren und nicht für solche von 40 bis 60 Jahren, um die es hier geht.

Dem Prinzip der vorsichtigen Kalkulation und der Erfahrung folgend, dass mit steigender Betriebsdauer gegen Ende der technischen Lebensdauer einer Anlage die Unterhalts- und Erneuerungsanforderungen steigen, wurden spezifische Nachrustungskosten von 500 Fr./kW_{el} für die Anhebung der Betriebsdauer sowohl von 40 bis 50 Jahre (also auch für die kleinen Blöcke) als auch von 50 auf 60 Jahre vorgegeben. Die spezifischen Kosten liegen damit um 200 Fr./kW_{el} höher als in der Pfaffenberger-Studie angenommen. Bei der Festlegung der Kosten war zu beachten, dass die Wirtschaftlichkeit der Nachrustinvestition gewährleistet bleibt, weil sie ansonsten nicht durchgeführt würde, eine Annahme, die der Vorgabe der Referenzentwicklung mit Kernenergieerzeugung bis zu einer Dauer von 60 Jahren widerspräche. Die spezifischen Nachrustkosten von 500 Fr./kW_{el} entsprechen **annuitätisch**² etwa 25 – 30 % der spezifischen Investitionskosten einer Neuanlage. Damit wäre die Wirtschaftlichkeit der Investitionen sichergestellt.

Bei sehr unsicheren Parametern bietet es sich an, anhand von Sensitivitätsrechnungen zu prüfen, welche Auswirkungen alternative Annahmen auf das Ergebnis haben. Es wurden zwei Alternativrechnungen durchgeführt, zum einen mit spezifischen

1 Problematisch ist dies dann, wenn z.B. der noch in Entwicklung befindliche EPR mit neuen inhärenten Sicherheitsstandards auf den Markt kommen sollte und diese neue Technologie dann die Standards für die neuen Sicherheitsanforderungen setzt. Für die bestehenden KKW's wäre dies dann kritisch, wenn mit einer Nachrüstung die neuen Anforderungen nicht mehr erfüllt werden können bzw. die Nachrüstung viel zu teuer würde. Von diesem Fall wurde hier abgesehen.

2 Hier ist die kürzere Abschreibungsdauer von 10 Jahren zu beachten.

Nachrüstkosten von 300 Fr./KW_{el}, zum anderen mit Kosten von 1000 Fr./KW_{el} (vgl. dazu Kapitel 8).

Fasst man die beschriebenen Annahmen zur Fortschreibung der Kostentwicklung der schweizerischen KKW bis zum Jahr 2030 zusammen, erhält man die in Tabelle 7-2 ausgewiesenen Resultate.

Tabelle 7-2: Entwicklung der KKW-Jahreskosten in der Referenzentwicklung (Betriebsdauer 50 bzw. 60 Jahre), Mio Fr.

	2005	2010	2020	2030	2004-2030 kumuliert
Kapitalkosten	304	229	126	124	5163
Betriebskosten	484	484	427	285	11228
Brennstoffkosten	331	330	296	190	7629
Versorgung	140	140	123	85	3266
Entsorgung	191	191	173	105	4363
Gesamtkosten	1119	1044	849	599	24020
spezifische Jahreskosten (Rp/kWh)					
Kapitalkosten	1.3	0.9	0.6	0.8	
Betriebskosten	2.0	2.0	2.0	1.8	
Brennstoffkosten	1.4	1.4	1.4	1.2	
Versorgung	0.6	0.6	0.6	0.5	
Entsorgung	0.8	0.8	0.8	0.7	
Gesamtkosten	4.6	4.3	4.0	3.8	

Der starke Rückgang der absoluten Jahreskosten nach 2020 erklärt sich aus der angenommenen Stilllegung der drei kleineren Blöcke, die spezifischen Jahreskosten verändern sich dagegen in geringerem Masse, im Wesentlichen bedingt durch niedrigere spezifische Kapitalkosten (wegfallende Abschreibungen und Zinsen, Zunahme durch Nachrüstungsinvestitionen) und durch etwas niedrigere spezifische Entsorgungskosten. Die Reduzierung der spezifischen Kosten für die Brennstoffversorgung nach 2020 hat allein strukturelle Gründe (Veränderung des KKW-Parks aufgrund der Stilllegung der drei kleinen Blöcke). Die für uns interessantere Grösse sind die kumulierten Kosten, gemessen über den gesamten Untersuchungszeitraum von 2004 bis 2030. Sie liegen bei 24 Mrd Fr.. Sie stellt die Referenzgrösse dar, an der die Kostenentwicklungen für die einzelnen Stilllegungsvarianten gemessen und dann die Differenzkosten ermittelt werden.

Um die Ergebnisse in den Kosteneffekten einer kürzeren Betriebsdauer als in der Referenz unterstellt einordnen zu können, nochmals kurz die Hinweise zur Variabilität der einzelnen Kostenarten: Voll variabel mit der Dauer der KKW-Nutzung sind die Betriebskosten und die Kosten der Brennstoffversorgung, kürzere Betriebsdauern führen zu KKW-spezifisch proportionalen Reduzierungen der Betriebs- und Brennstoffversorgungskosten. Von den Kapitalkosten ist der Teil variabel, zu dem ab

Beginn des Untersuchungszeitraumes Investitionen getätigt wurden. Alle anderen Kapitalkostenbestandteile inkl. dem Aufbau des Stilllegungsfonds ändern sich nicht. Auf die variablen Komponenten bei den Entsorgungskosten wurde oben hingewiesen (1.75 Mrd Fr. bei einer Anhebung der Betriebsdauer um 10 Jahre, 1.3 Mrd bei einer Kürzung der Betriebsdauer von 40 auf 30 Jahre). In Tabelle 7-3 sind die kumulierten Jahreskosten für die verschiedenen Politikvarianten zusammengestellt und die Differenzkosten im Vergleich zu den Referenzwerten berechnet.

Tabelle 7-3: Entwicklung der KKW-Jahreskosten und Differenzkosten nach Stilllegungsvarianten, 2004 - 2030 kumuliert, in Mio Fr.

	Referenz	M+ (50)	M+ (40)	SoA
Kapitalkosten	5163	5106	3461	2862
Betriebskosten	11228	11080	6814	2612
Brennstoffkosten	7629	7538	5012	2613
Versorgung	3266	3223	2018	788
Entsorgung	4363	4315	2994	1825
Gesamtkosten	24020	23724	15287	8087
Differenzkosten (zur Referenzentwicklung)		M+ (50)	M+ (40)	SoA
Kapitalkosten		-57	-1702	-2301
Betriebskosten		-148	-4414	-8616
Brennstoffkosten		-91	-2617	-5016
Versorgung		-43	-1248	-2478
Entsorgung		-48	-1369	-2538
Gesamtkosten		-296	-8732	-15933

Im Fall M+ (50) sind die Differenzkosten deshalb sehr niedrig, weil innerhalb des vorgegebenen Untersuchungszeitraumes lediglich das Kraftwerk Gösgen davon tangiert würde und hierbei auch nur für das Jahr 2030. Im Falle der Variante M+ (40) betragen die KKW-Minderungskosten kumuliert 8.7 Mrd Fr., bei der Variante SoA knapp 16 Mrd. Bei den Entsorgungskosten (und auch bei den Kapitalkosten) ist zu beachten, dass die Nachrüstkosten und die Veränderung der Entsorgungskosten jeweils finanzmathematisch auf den betroffenen 10-Jahreszeitraum verteilt wurden. Daher entsprechen die ausgewiesenen Differenzkosten für die Entsorgung nicht ganz den obigen 10-Jahresvorgaben von 1.75 Mrd Fr.. Die in Tabelle 7-3 ausgewiesenen Differenzkosten sind in allen Politikvarianten identisch.

7.3 Kosten der WKK-Strategien

Die kostenmässige Bewertung des WKK-Zubaus zur Deckung der Versorgungslücken (vgl. Abschnitt 5.4) macht die Quantifizierung der Stromgestehungskosten für alle in die Strategie aufgenommenen WKK-Anlagen erforderlich. Die Quantifizierung der Gestehungskosten unterscheidet zwischen folgenden Hauptkomponenten:

- Entwicklung der Kapitalkosten (spezifische Investitionskosten)
- Entwicklung der Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung, Personalkosten bei grösseren Anlagen
- Entwicklung der Brennstoffpreise für den Brennstoffeinsatz in der WKK-Anlage und für die Wärmegutschrift

Daneben spielen die technischen Auslegungsdaten, insbesondere die Auslastungsdauer (Vollbetriebsstunden), der Zinssatz und die Lebensdauer der Anlage eine wichtige Rolle. Als Informationsbasis für die Annahme zu den Anlage- und Betriebskosten dienen verschiedene Informationsquellen: einschlägige Untersuchungen und Verbandsunterlagen, Herstellerangaben, Zeitschriftenaufsätze (siehe dazu das Literaturverzeichnis). Die Auslegungsdaten sind in Tabelle 5-7 enthalten. Als realer Zinssatz wurde in allen Rechnungen ein Wert von 3 % zugrundegelegt. Als Abschreibungsdauer wurde, da es sich um eine volkswirtschaftliche Betrachtung handelt, die Lebensdauer der Anlage zugrundegelegt. Für die BHKW's wurde eine Lebensdauer von 15 Jahren, für die GuD-Anlagen eine Lebensdauer von 30 Jahren zugrundegelegt. Die Kapitalkosten werden, ausgehend von den spezifischen Investitionsausgaben, in Form jährlich gleich bleibender Annuitäten auf die Abschreibungsdauer umgelegt. Da die Brennstoffpreise sich im Zeitablauf ändern, variieren auch die Brennstoffkosten während der Lebensdauer der Anlage. Diesem Umstand wird mit sogenannten Mittelwertfaktoren Rechnung getragen.

Da die WKK-Anlagen in der Regel in bestehende Wärmeprozesse (Heizanlagen, Industriekessel, Heizwerke bei den städtischen Fernwärmenetzen) eingebunden werden und diese die Funktion des Spitzenkessels übernehmen, kann auf die kostenmässige Bewertung des Spitzenkessels verzichtet werden. In den Fällen, in denen eine Nahwärmeversorgung in einem Wohnquartier neu aufgebaut wird, sind die Investitionen in den Spitzenkesseln mit zu berücksichtigen. Die eingesparten Brennstoffkosten beim Spitzenkessel werden den Brennstoffkosten der WKK-Anlage gutgeschrieben.

Wie bei Stromerzeugungsanlagen üblich, weisen die BHKW's in ihren spezifischen Investitionskosten eine ausgeprägte Grössendegression auf, d.h. je kleiner die Leistungseinheiten der Anlage, desto höher liegen die auf die elektrische Leistung bezogenen Investitionskosten. Die in der WKK-Strategie berücksichtigten BHKW's decken ein Leistungsspektrum von 5 KW_{el} bis 3000 KW_{el} ab. Die Kostenangaben, die es aus verschiedenen empirischen Fallbeispielen zu den einzelnen Leistungsgrössen gibt, streuen mehr oder weniger. Daher wurde durch die Einzelwerte eine Ausgleichsfunktion gelegt, die als Basis für die Bestimmung der leistungsabhängigen Investitionskosten¹ reichen danach von rd. 5000 Fr./KW_{el} für ein Mini-BHKW bis etwa 1500 Fr./KW_{el} für sehr grosse BHKW's. Ein

1 inkl. allfälliger Kosten für die Anbindung der Anlage.

mittelgrosses BHKW von 300 bis 400 KW liegt somit bei durchschnittlich 2500 bis 2700 Fr./KW_{el}. Die spezifischen Kapitalkosten schwanken somit zu heutigen Bedingungen zwischen 1.8 und 10 Rp/kWh (vgl. Tabelle 7-4 für ausgewählte BHKW-Grössen).

Für die Gasturbinen, die vor allem in der industriellen WKK Anwendung finden, werden die spezifischen Investitionskosten in den zugrundegelegten Leistungsklassen von 2 bis 6 MW_{el} auf 1300 bis 1500 Fr./KW festgelegt. Die Kosten der GuD-Anlagen mit Leistungen zwischen 20 und 60 MW_{el} liegen bei 1250 bis 1400 Fr./KW).

Bei der Ermittlung der Betriebskosten ist zu berücksichtigen, dass für BHKW's nicht selten Vollwartungsverträge (z.B. mit den Herstellern) abgeschlossen werden, die sämtliche Unterhalts- und Instandsetzungsaufwendungen abdecken. Die Höhe der Wartungskosten ist primär von den Betriebsstunden abhängig und weniger von der produzierten Strom- oder Wärmemenge. Das bedeutet, dass auch die Betriebskosten für die BHKW's eine deutliche Grössenabhängigkeit aufweisen (vgl. Ravel, 1994). Unsere auf die Kilowattstunde Strom bezogenen Wartungskosten reichen von 6.4 Rp/kWh für die kleinste Anlage bis 2.3 Rp/kWh für grosse BHKW's zwischen 2000 und 3000 KW.

Gasturbinen und GuD-Anlagen weisen im Vergleich zu den BHKW's niedrigere Betriebskosten auf. Die variablen Betriebskosten schwanken zwischen 0.3 und 0.6 Rp/kWh, die fixen Betriebskosten liegen bei 40 bis 50 Fr./KW.

Die Höhe der Brennstoffpreise variiert in der Regel mit der bezogenen Brennstoffmenge. Daneben spielen bei Erdgas die Vertragsform (z.B. unterbrechbare Lieferungen) und die Grund- und Leistungspreise eine Rolle. Die bezogenen Brennstoffmengen reichen in unseren Modellrechnungen pro WKK-Anlage von 95 MWh/a bis knapp 600 GWh/a. Entsprechend diesen Unterschieden werden auch die Brennstoffpreise differenziert. Bei den kleinen Anlagen wurden gegenwärtige Durchschnittspreise von etwa 4 Rp/kWh angesetzt, für mittlere BHKW-Grössen liegen die Werte bei 3 Rp/kWh und für die grössere GuD-Anlage wurde ein Preis von 2.6 Rp/kWh angesetzt. Die Fortschreibung der Brennstoffpreise orientiert sich an den vorgegebenen Rahmendaten für die Energiepreisentwicklung (vgl. Tabelle 2-1). Der Bewertung der Wärmegutschrift für die eingesparten Brennstoffe werden dieselben Brennstoffpreise, wie sie für das BHKW gelten, zugrundegelegt.

In der Tabelle 7-4 sind die Stromgestehungskosten für die ausgewählten WKK-Anlagen auf der Grundlage der getroffenen Annahmen zusammengefasst ausgewiesen, getrennt nach Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten (inkl. Gutschrift). Auf der Grundlage der Kosteneffizienz wird die Reihenfolge der Ausschöpfung der WKK-Potenziale in der jeweiligen WKK-Strategie bestimmt. Die günstigsten Stromgestehungskosten mit teilweise unter 6 Rp/kWh weisen die grossen GuD-Anlagen aus, die in schon bestehende städtische Fernwärmenetze eingebunden werden können. Da

Tabelle 7-4: Stromgestehungskosten der WKK nach ausgewählten Anlagentypen, in Rp/KWh

	BHKW-Grösse	Vollbetriebsstunden	Kosten heute:				Kosten 2020:				Brennst.-kosten inkl. Gutschr.	
			Rp/KWh	Kapitalkosten	Betriebskosten	Brennst.-kosten inkl. Gutschr.	Rp/KWh	Stromerzeugungskosten	Kapitalkosten	Betriebskosten	Rp/KWh	Brennst.-kosten inkl. Gutschr.
	KW-el	h/a	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh	Rp/KWh
grosses FW-Netz (GuD)	50000	5800	6.0	1.8	1.1	3.1	6.2	1.1	1.2	3.9		
kleines FW-Netz (GuD)	20000	5670	6.7	2.1	1.2	3.4	6.7	1.2	1.2	4.3		
Industrie-Wkk (Gasturb.)	6000	6080	7.5	1.8	1.3	4.5	8.2	1.7	1.2	5.3		
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	3000	6176	7.9	2.1	2.4	3.4	8.3	1.9	2.3	4.1		
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	1500	5880	8.9	2.6	2.7	3.6	8.9	2.2	2.4	4.3		
Industrie-Wkk (Gasturb.)	2000	6090	9.1	2.1	1.5	5.6	9.7	1.7	1.3	6.7		
Objekt-BHKW (GDL, Industrie)	600	5600	10.3	3.4	3.1	3.8	9.9	2.7	2.7	4.6		
Stadt-Siedlung	600	5275	10.5	3.6	3.1	3.8	10.0	2.8	2.6	4.5		
Objekt-BHKW Wohnbereich	450	5170	11.3	4.0	3.3	4.0	10.4	3.0	2.7	4.8		
Objekt-BHKW Wohnbereich	240	5126	12.6	4.7	3.6	4.3	11.4	3.4	2.9	5.1		
Neubauesiedlung	400	5538	12.9	5.7	3.3	3.9	11.1	3.9	2.6	4.6		
Objekt-BHKW Wohnbereich	130	4961	14.2	5.5	4.0	4.7	12.1	3.6	2.9	5.6		
Objekt-BHKW Wohnbereich	80	4973	15.3	6.1	4.3	4.9	12.9	3.8	3.1	5.9		
Objekt-BHKW Bürogeb.	50	4640	17.0	7.1	4.7	5.2	14.0	4.4	3.3	6.3		
Objekt-BHKW Wohnbereich	20	4773	18.8	7.9	5.4	5.6	15.1	4.7	3.7	6.6		
BHKW klein Wohnbereich	14	4683	19.7	8.3	5.7	5.7	15.5	4.8	3.9	6.8		
Mini-BHKW Wohnbereich	8	4368	21.9	9.4	6.3	6.2	16.8	5.2	4.2	7.4		
Mini-BHKW Wohnbereich	6	4294	22.8	9.9	6.6	6.4	17.3	5.4	4.3	7.6		

keine zusätzlichen Wärmeverteilungskosten anfallen, kommen die Grössenvorteile dieser Anlagen und ihre hohe Energieeffizienz zum Tragen. Industrielle WKK-Anlagen mit Gasturbinen bzw. grossen BHKW's bleiben mit ihren spezifischen Gestehungskosten ebenfalls z.T. deutlich unter der 10-Rappen-Grenze. Bei mittleren BHKW's liegen die Kosten zwischen 10 und 13 Rp/kWh. Mit kleiner werdenden Leistungseinheiten nehmen die Gestehungskosten dann deutlich zu, bei Leistungen unter 10 KW_{el} steigen sie über 20 Rp/kWh an. Abbildung 7-1 veranschaulicht die Zusammenhänge und zeigt für alle in der Modellrechnung verwendeten WKK-Anlagen die für **heute** geltenden Stromgestehungskosten, aufsteigend nach der Höhe der Kosten in Form einer Grenzkostenkurve und mit ihren jeweiligen Potenzialen verknüpft.

In Abbildung 7-2 sind die aus den Grenzkosten abgeleiteten Durchschnittskosten abgebildet. Aus ihr lässt sich unmittelbar ersehen, zu welchen Durchschnittskosten bei heutigen Kostenbedingungen und bei Vollausschöpfung der jeweiligen Potenziale eine bestimmte Strommenge produziert werden kann. Die Abbildung 7-3 macht denselben Zusammenhang für die jeweiligen absoluten Jahreskosten deutlich.

Wie werden sich die Stromgestehungskosten für WKK-Anlagen in den nächsten 10 bis 20 Jahren, wenn sie für die WKK-Strategie breit eingesetzt werden, weiterentwickeln? Hier besteht einige Unsicherheit, die sich auf alle Kostenkomponenten bezieht. Auf die angenommenen Veränderungen der Brennstoffpreise wurde bereits hingewiesen. Um die Auswirkungen einer anderen Preisentwicklung aufzuzeigen, wurde in einer Sensitivitätsrechnung ein alternatives Preisszenario durchgerechnet (vgl. hierzu Kapitel 8).

Auch bei den Kapitalkosten ist die weitere Entwicklung offen. Sie werden wesentlich vom Tempo des technischen Fortschritts oder auch davon bestimmt, ob es gelingt, im Zuge der benötigten grösseren BHKW-Stückzahlen die Herstellungskosten vor allem in den kleineren Leistungseinheiten wesentlich zu senken. Denkbar ist aber auch, dass die Brennstoffzellen innerhalb der nächsten 20 Jahre den ökonomischen Durchbruch schaffen und neben ihrer überzeugenden Technik auch die Erzeugungskosten über alle Leistungssegmente hinweg nachhaltig reduzieren können. Beide Szenarien sind möglich. Für die Referenzentwicklung gehen wir von einem gemässigten technischen Fortschritt in der WKK-Technik aus. Konkret bedeutet dies, dass die Kapitalkosten (spezifische Investitionskosten) der BHKW's über eine kontinuierliche Steigerung der hergestellten Anlagen bis 2020/2030 gesenkt werden können, bei den kleinen Anlagen um 45 – 50 %, bei den mittleren von 30 – 35 % und bei den grösseren BHKW um rd. 20 – 25 %, im Durchschnitt aller Anlagen um etwa 1 % jährlich.

Parallel zur Senkung der spezifischen Kapitalkosten wird auch eine Reduzierung der Betriebskosten angenommen, jedoch in geringerem Umfang als bei den Kapitalkosten. In Zahlen ausgedrückt bedeuten diese Annahmen, dass die gesamten Stromgestehungskosten (ohne Berücksichtigung des Brennstoffpreisanstiegs) bei den kleinen Mini-BHKW's bis 2030 um 25 bis 30 % niedriger liegen als unter heutigen

Bedingungen und im mittleren Leistungsbereich die Reduzierung etwa 15 bis 25 % beträgt, bei den Gasturbinen und den GuD-Anlagen werden kaum weitere Kostensenkungspotenziale gesehen. Aufgrund des Anstiegs der Brennstoffpreise nehmen bei diesen Anlagen daher die Gestehungskosten zu.

Die Auswirkungen dieser Annahmen auf die Durchschnittskosten lassen sich aus der Abbildung 7-2 ablesen. Beim Vergleich ist zu berücksichtigen, dass sich die untere Kostenkurve für den gemässigten technischen Fortschritt auf das Jahr 2020 bezieht, den Anstieg der Brennstoffpreise also mit einbezieht. Insofern kommt die Kostenreduktion im Vergleich zu den heutigen Durchschnittswerten nicht voll zum Ausdruck. Unter diesen Annahmen liegen bei Vollausschöpfung aller WKK-Potenziale die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten bei 13 Rp/kWh und damit um rd. 2.7 Rp/kWh unter dem heutigen Durchschnittswert, entsprechend reduzieren sich die absoluten Jahreskosten (vgl. Abbildung 7-3). Die Annahmen sind die Grundlage für die kostenmässige Bewertung der einzelnen WKK-Strategien.

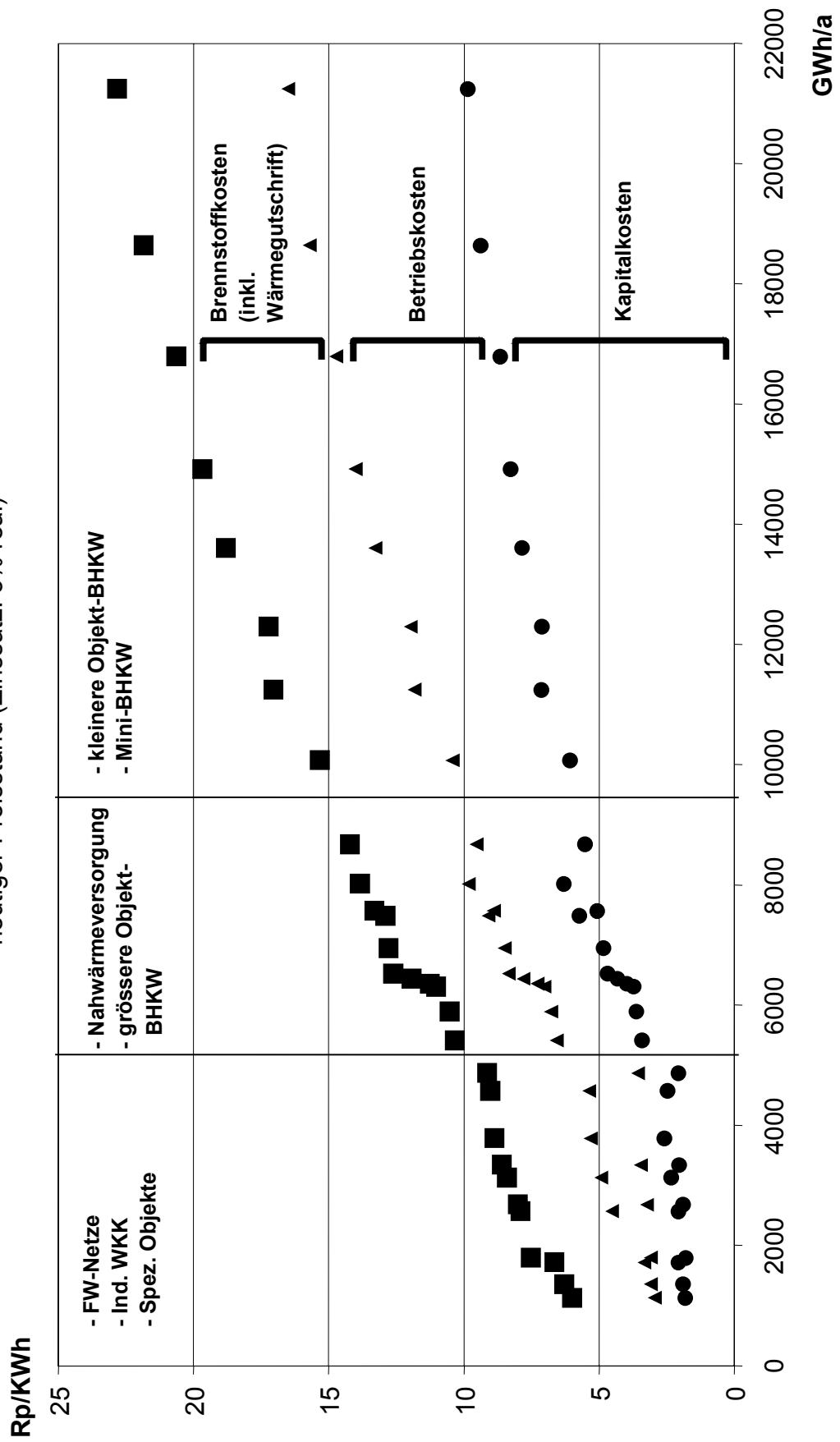
In Tabelle 7-5 sind die kumulierten Gesamtkosten des kostenoptimierten WKK-Ausbaus für die beiden Politikvarianten und die jeweiligen Stilllegungsvarianten zusammengestellt. Wie zu erwarten liegen die kumulierten Kosten in der Stilllegungsvariante SoA in der Regel nahezu doppelt so hoch wie beim Stilllegungspfad M+ (40). In der Politikvariante Energiegesetz kumulieren sich die Kosten für den WKK-Ausbau in der Stilllegungsvariante SoA auf 22.7 Mrd Fr., im Politikfall CO₂-Gesetz liegen sie mit 22.3 Mrd Fr. nur wenig niedriger.

Tabelle 7-5: Kosten der WKK-Strategien nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO₂-Neutralisierung), in Mio Fr.

	2004/ 2010	2010/ 2015	2015/ 2020	2020/ 2025	2020/ 2030	2004/ 2030
Energiegesetz						
SoA	310	3178	6277	7185	5748	22698
M+ (40)	0	0	2131	4721	5145	11997
M+ (50)	0	0	0	0	537	537
CO₂-Gesetz						
SoA	317	3264	6245	6974	5481	22282
M+ (40)	0	0	2070	4623	5071	11764

Für den Fall, dass sich der technische Fortschritt in der Brennstoffzellentechnik so weit beschleunigt, dass sie den wirtschaftlichen Durchbruch schafft, wurde wiederum eine Sensitivitätsrechnung „forcierter technischer Fortschritt“ durchgeführt (vgl. dazu im einzelnen Kapitel 8).

Abb. 7-1: Grenzkosten des WKK-Ausbaus nach Kostenkomponenten
heutiger Preisstand (Zinssatz: 3% real)



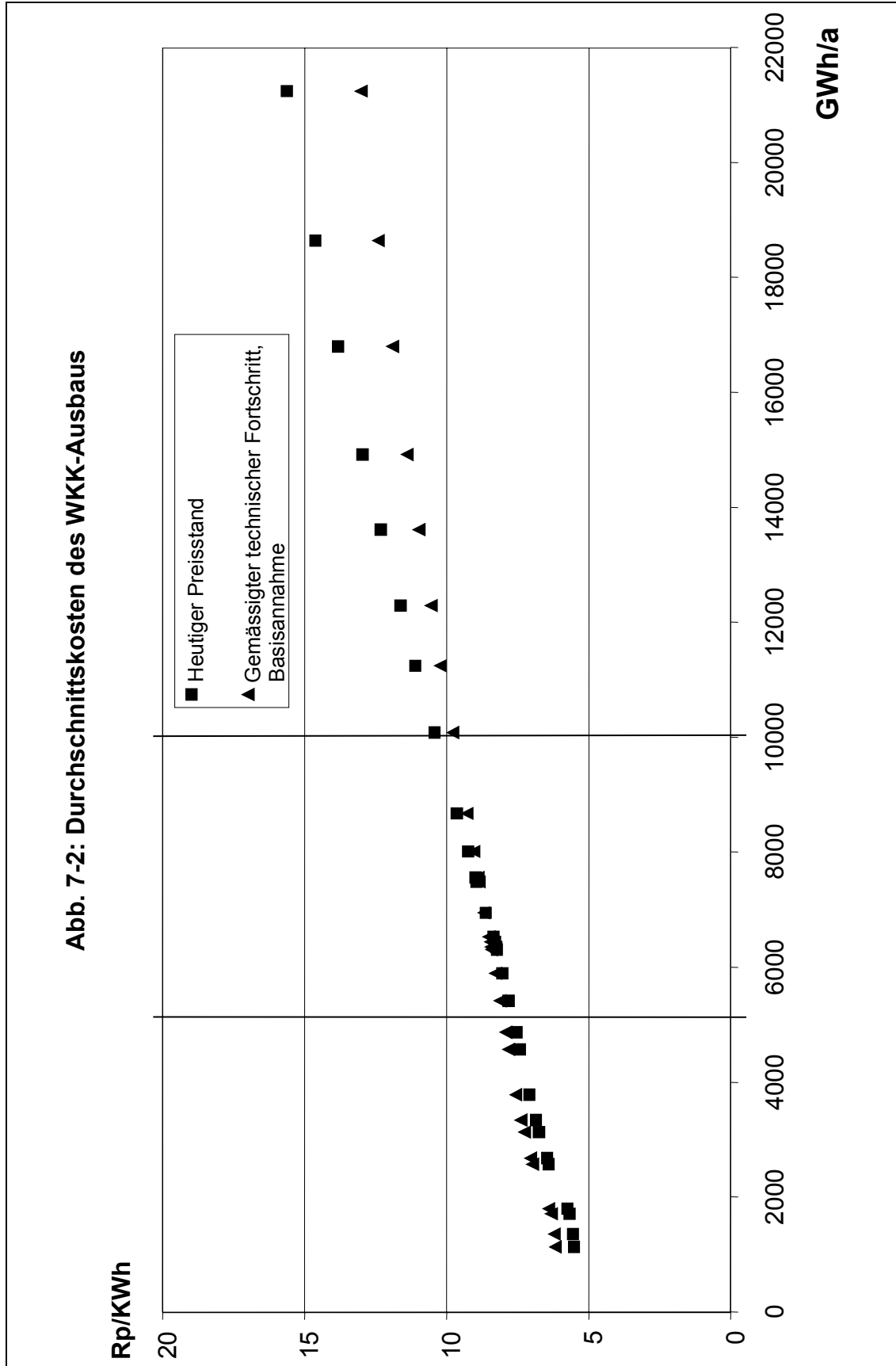
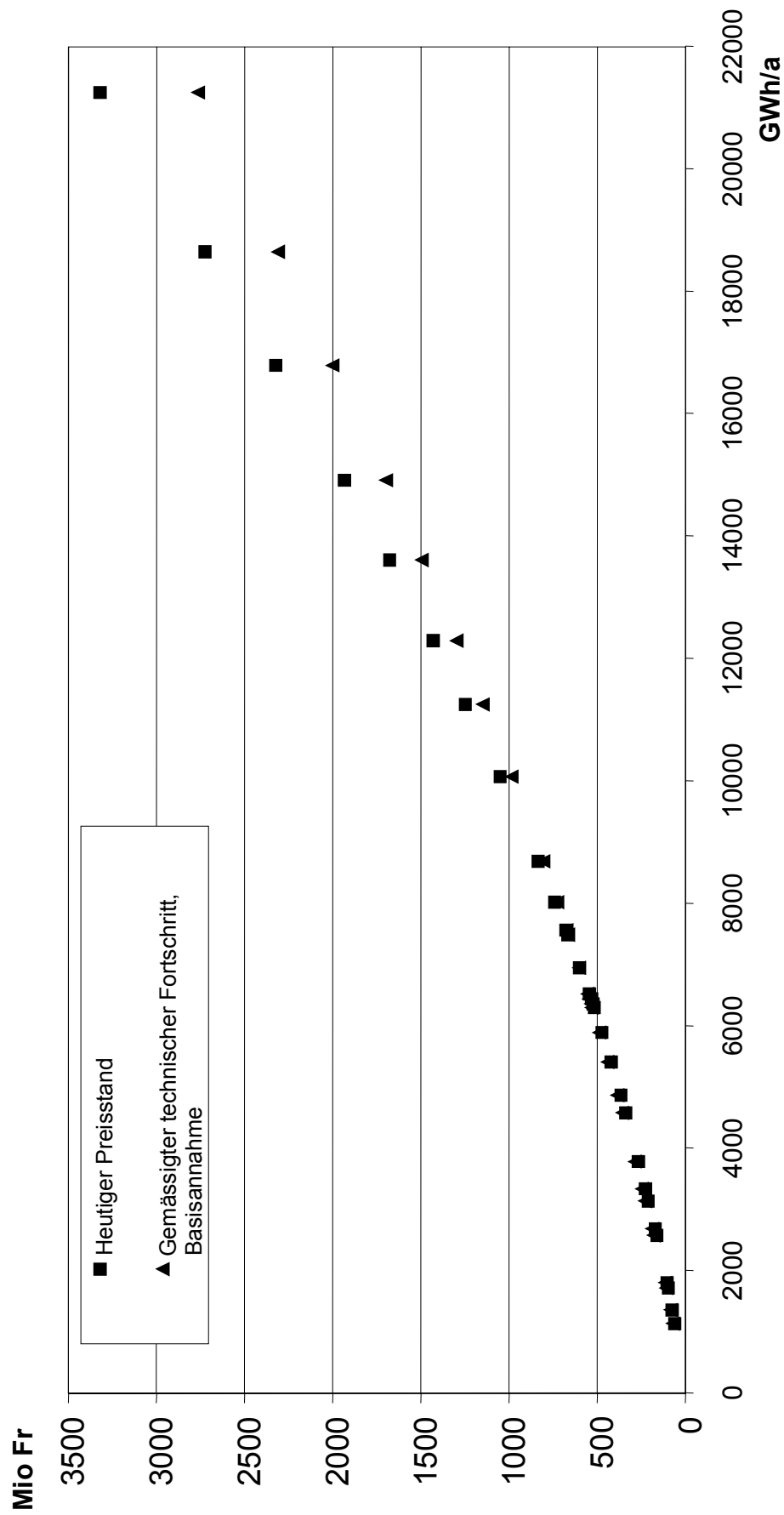


Abb. 7-3: Absolute Kosten des WKK-Ausbaus



7.4 Differenzkosten weiterer Kostenkomponenten

Neben dem WKK-Ausbau spielten für die Deckung der Versorgungslücken die Massnahmen zum Stromsparen und der Zubau von Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung eine Rolle.

Die **Stromsparkkosten** verteilen sich entsprechend den durchgeführten Massnahmen im Wesentlichen auf die Bereiche Haushaltsgeräte (inkl. Unterhaltungselektronik) und Bürogeräte, Stromsparen in Industrie und Gewerbe sowie auf den Ersatz von Elektrowärme. Aufgrund der Vielfalt der Gerätearten, der Unterschiede in den Sparpotenzialen und der unzureichenden Informationsbasis mussten hier sehr vereinfachende Annahmen getroffen werden. Daneben ist zu beachten, dass stromverbrauchseffizientere Geräte im Vergleich zum Durchschnitt der Neugeräte nicht immer teurer sind, teilweise liegt der Preis des sparsameren Gerätes sogar niedriger.

Methodisch geht es auch bei den Stromsparkkosten um die Differenzkosten im Vergleich zu den Referenzwerten, die durch die Zielvorgaben für Elektrogeräte im Fall der Referenz (vgl. Tabelle 5-1) festgelegt sind. Die Differenzkosten ergeben sich als die Mehrkosten, die mit der Erfüllung der im ELNG festgelegten verschärften Gerätezielwerte verbunden sind und sind definiert als Kosten pro Kilowattstunde eingesparten Stroms. Die Mehrkosten der Spartechnologien weisen in der Realität eine mehr oder weniger grosse Streubreite auf. Diesem Aspekt wurde dadurch Rechnung getragen, dass für die Haushalts- und für die Bürogeräte jeweils zwei Klassen von Mehrkosten unterschieden wurden. Mehrkosten von rd. 4 Rp und Mehrkosten von 8 Rp pro eingesparter kWh. Die Gewichtung dieser beiden Klassen wurde für die Haushaltsgeräte auf 60:40 und bei den Bürogeräten auf 30:70 festgesetzt. Daneben wurde unterstellt, dass gegenwärtig rd. 25 % der Einsparmassnahmen keine Mehrkosten verursachen. Dieser Anteil wird bis 2015/2020 auf 10 bis 5 % zurückgeführt. Ausserdem wird angenommen, dass die im Zeitablauf zunehmende Ausschöpfung der Sparpotenziale zu steigenden Mehrkosten führt. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 7-6 dargestellten spezifischen Einsparkosten für die Haushalts- und Bürogeräte.

Tabelle 7-6: Spezifische Differenzkosten stromverbrauchender Geräte, Mehrkosten pro eingesparte kWh (Durchschnittswerte), Rp/kWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Haushaltsgeräte	4.1	5.3	6.8	8.1	9.0	9.9
Bürogeräte	5.0	6.5	8.3	9.9	11.0	12.0
Industrie und Gewerbe	3.7	4.1	4.5	4.9	5.4	6.0
Ersatz Elektrowärme	5.1	5.5	5.8	6.2	6.7	7.2
– EFH	5.4	5.9	6.2	6.7	7.2	7.7
– MFH	2.9	3.1	3.3	3.5	3.0	4.1

Für die Industrie und das Gewerbe wird von geringeren Mehrkosten ausgegangen, weil die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der durchzuführenden Einsparmassnahmen im Vergleich zum Haushaltssektor höher sind (kürzere Amortisationsdauern). Aber auch hier werden im Zeitablauf zunehmende Mehraufwendungen angenommen (vgl. dazu auch Prognos, 2000).

Bei den Differenzkosten für Elektrowärme geht es darum, die Mehraufwendungen für alternative Heizsysteme im Vergleich zu einer Ohmschen Widerstandsheizung zu ermitteln. Entsprechend der Ersatzstruktur waren drei unterschiedliche Heizsysteme (Heizöl, Erdgas, Wärmepumpen) im Vergleich zur Elektrowärme zu betrachten. Daneben wurde jeweils zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern differenziert. Die Berechnungen basieren auf einer Untersuchung zu den Heizkostenvergleichen, die für Deutschland für den Preisstand 1998 durchgeführt wurden (Ifo-Institut, 1998). Durch Anpassung der in jener Studie zugrundegelegten Parameter (Zinssätze, Energiepreise) an die hier vorgegebenen Werte ist eine Übertragung der Ergebnisse auf die Schweiz ohne Weiteres möglich. Im Einfamilienhausbau sind die Mehrkosten (jeweils auf Neubauten bezogen) bei ihrem Ersatz durch Öl- und Gas-Heizanlagen höher als beim Mehrfamilienhausbau, Umgekehrtes gilt beim Ersatz durch Wärmepumpen. Im Zeitablauf ist aus zwei Gründen mit einem Anstieg der spezifischen Mehrkosten zu rechnen, zum einen durch den stärkeren Preisanstieg der fossilen Energieträger, zum anderen dadurch, dass zunächst in den kostenmässig günstigeren Fällen Elektrowärme ersetzt wird, mit zunehmender Ausschöpfung die spezifischen Ersatzkosten dann zunehmen (vgl. Tabelle 7-6).

Die kumulierten Differenzkosten der hier behandelten Stromsparmassnahmen zusammengekommen belaufen sich unter diesen Annahmen auf 1.8 bis 3.5 Mrd Fr., je nach Stilllegungs- und Politikvariante. In der Moratoriumsvariante M+ (40) fallen sie deutlich niedriger aus als im Fall SoA.

Tabelle 7-7: Jahreskosten der Stromsparmassnahmen nach Politik- und Stilllegungsvarianten, in Mio Fr. (mit CO₂-Neutralisierung)

	kumuliert 2004-2030
Energiegesetz	
SoA	3311
M+ (40)	1787
M+ (50)	0
CO₂-Gesetz	
SoA	3512
M+ (40)	1910

Die **Kosten der regenerativen Stromerzeugung** hängen im Wesentlichen davon ab, in welchem Umfang sie innerhalb der Deckungsstrategie zum Zuge kommt. Zur Erinnerung: Da in beiden Politikvarianten (Energiegesetz und CO₂-Gesetz) keine

zusätzlichen Fördermittel für die regenerative Stromerzeugung zur Verfügung stehen, wird sie in die Quotenregelung mit Zertifikatehandel integriert. Je höher der Zertifikatspreis steigt, um so grösser sind die Chancen, dass auch ökologisch erzeugter Strom zur Deckung der Versorgungslücken herangezogen wird.

Wie bei den WKK-Anlagen und beim Stromsparen gibt es auch bei der regenerativen Stromerzeugung günstige und weniger günstige Produktionsbedingungen mit entsprechender Streubreite der Stromerzeugungskosten. Dies gilt nicht nur für die Standortabhängigkeit bei der Windkrafttechnologie, sondern auch für die Biomasse-Verstromung, Photovoltaik und für Kleinwasserkraftwerke. Bei der Photovoltaik gibt es vor dem Hintergrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit keine Potenzialbegrenzungen. Bei der Windenergie ist die Situation anders. Ihre Potenziale sind, selbst wenn man die Standorte berücksichtigt, die weniger günstige Windverhältnisse aufweisen, insgesamt bescheiden (vgl. Buser/Kunz/Horbarty, 1996). Auch bei der Biomasse sind die wirtschaftlichen Potenziale begrenzt, oder werden vor allem bei den erneuerbaren Gasen (Deponiegas, Klärgas, Biogas) bereits heute oder mit der unterstellten Zunahme der regenerativen Stromerzeugung in der Referenzentwicklung künftig weitgehend ausgeschöpft.

Neben den Produktionsbedingungen werden die Kosten auch von den Annahmen zur Dynamik des technischen Fortschritts bei den jeweiligen Erzeugungstechnologien bestimmt. Das gilt insbesondere für die Photovoltaik und die Verstromung der Biomasse (Holz). Bei der Photovoltaik wird zwar künftig mit weiteren Produktionskostensenkungen gerechnet, allerdings werden sie nicht ausreichen, um innerhalb der Deckungsstrategie merklich zum Einsatz zu kommen. Auch die Chancen für eine weitergehende Verstromung der Biomasse (Holz) hängt davon ab, ob es gelingt, eine deutliche Steigerung des Verstromungswirkungsgrades zu erzielen. Wir gehen hier davon aus, dass dies soweit gelingt, dass sie in gewissem Umfang zum Einsatz kommen. Konkret werden für die einzelnen Technologien der regenerativen Stromerzeugung folgende Annahmen getroffen:

- Bei der Biomasse (Holz) streuen die Stromerzeugungskosten vor allem in Abhängigkeit von den Bedingungen der Energieholzbereitstellung zwischen 18 und 35 Rp/kWh. Für die spezifischen Investitionskosten werden je nach Grösse der Anlagen zwischen 3000 und 4000 Fr./KW_{el} angesetzt, Brennstoffpreise zwischen 3 und 8 Rp/kWh, der elektrische Wirkungsgrad beträgt 30 %.
- Beim Windkraftstrom liegen die Erzeugungskosten zwischen 17 und 40 Rp/kWh. Hier spielt die Anlagengrösse eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit, da ein ausgeprägter Degressionseffekt mit der Leistung der Anlage einhergeht. Unter Einbeziehung der Installations- und Anbindungsaufwendungen liegen die spezifische Investitionskosten zwischen 1500 Fr./KW für grössere Anlagen mit Leistungen von 1 MW und 4000 Fr./KW für kleine Windkraftwerke unter 30 KW. Als Vollbenutzungsstunden wurden 950 bis 1050 h/a angenommen.

- Bei der Photovoltaik schwanken die Erzeugungskosten je nach Grösse der Anlage um 100 Rp/kWh. Mittel- bis langfristig ist mit einer deutlichen Senkung der Erzeugungskosten zu rechnen, aus heutiger Sicht ist jedoch unter den für das Energiegesetz geltenden Förderbedingungen mit keinem Einsatz zu rechnen, der nennenswert über der Referenzentwicklung liegt.
- Kleinwasserkraftwerke weisen in der Regel sehr hohe spezifische Investitionskosten auf. Als Erzeugungskosten wurde eine Bandbreite von 25 bis 40 Rp/kWh angenommen.

In Tabelle 7-8 sind die kumulierten Gesamtkosten der Verstromung von regenerativen Energieträgern nach Politik und Stilllegungsvarianten getrennt dargestellt. Auffallend sind die deutlichen Kostenunterschiede zwischen den Politikvarianten. Das hat zwei sich verstärkende Ursachen: Zum einen sind die Unterschiede der kumulierten Kosten das Spiegelbild der Unterschiede in der Verstromung der regenerativen Energien, zum anderen tragen die in den einzelnen Politikvarianten unterschiedlich hohen Abgabesätze (inkl. CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung) zwar dazu bei, dass die Einsatzmengen in der Verstromung steigen, damit aber gleichzeitig auch die Stromerzeugungskosten.¹

Tabelle 7-8: Jahreskosten der regenerativen Stromerzeugung nach Politik- und Stilllegungsvarianten (mit CO₂-Neutralisierung), in Mio Fr.

	kumuliert 2004-2030
Energiegesetz	
SoA	858
M+ (40)	305
M+ (50)	0
CO₂-Gesetz	
SoA	2616
M+ (40)	965

Eine weitere, nicht zu vernachlässigende Kostenkomponente sind die geringeren Stromexporterlöse aufgrund niedrigerer **Stromexportmengen**. Im Vergleich zur Referenzentwicklung mit Kernenergie liegen die Stromexporte in den Ausstiegsvarianten wesentlich tiefer. Zur Erinnerung: Bei der Ableitung der Versorgungslücken im Zuge der vorgegebenen KKW-Stilllegungspfade (vgl. Kapitel 4) wurde als Versorgungsziel eine 50 %ige Versorgungssicherheit vorausgesetzt. Im Vergleich zur Referenzentwicklung

¹ Darin sind die Kosten für eine allfällig notwendig werdende Kraftwerksreserve nicht berücksichtigt. Diese hängt damit zusammen, dass die installierte Leistung der dargebotsabhängigen Photovoltaik- und Windkraftwerke mit wesentlich geringerer Wahrscheinlichkeit verfügbar ist (fluktuierende Erzeugung) als die Leistung thermischer Anlagen. In unseren Modellfällen, in denen der Deckungsbeitrag der Wind- und Sonnenenergie sehr niedrig ist, spielt dieser Reserveaspekt jedoch nur eine untergeordnete Rolle.

renzentwicklung, bei der eine Versorgungssicherheit von über 90 % gegeben ist, bedeutet dies nichts anderes als einen insgesamt geringeren Bedarf an heimischen Erzeugungskapazitäten bzw. heimischer Stromerzeugung, mithin aber auch entsprechend geringere Exporterlöse im Vergleich zur Referenz. Wollte man die Versorgungssicherheit auf demselben hohen Niveau belassen wie im Referenzfall, träten zwar keine Mindererlöse auf der Exportseite auf, dafür erhöhte sich jedoch die Angebotslücke mit entsprechenden Auswirkungen auf die Höhe und die Kosten des WKK-Zubaubedarfs und auf die Kosten der CO₂-Neutralisierung.

Die Bewertung der Exportmengen erfolgt mit durchschnittlichen Exportpreisen für Grundlaststrom im Höchstspannungsbereich. Dieser Preis wird langfristig auf 5.5 Rp/kWh geschätzt und wurde auf der Grundlage eines für den europäischen Strommarkt entwickelten Stromerzeugungs- und Stromhandelsmodells abgeleitet (vgl. Prognos/EWI, 1999). Daneben wurde zwischen Winter- und Sommerhalbjahr unterschieden. Aufgrund der unterschiedlichen Marktbedingungen im Winter und Sommer wurden die Winterexporte (wie im Übrigen auch die Importe) mit 6 Rp/kWh und die Sommerexporte (-Importe) mit 5 Rp/kWh bewertet. Die kumulierten Exporteinbussen liegen je nach Stilllegungspfad zwischen 5 und 10 Mrd Fr. (vgl. dazu Tabelle 7-10).

Im Zusammenhang mit der WKK-Strategie, die zu einem im Vergleich zur Referenzentwicklung massiven Zubau an dezentralen Stromerzeugungsanlagen (BHKW's) führt, ist die Frage interessant, inwieweit sich aufgrund der so veränderten Stromerzeugungsstruktur Auswirkungen auf die **Netzkosten** ergeben. BHKW's speisen in der Regel ihren nicht selbst benötigten Strom in das Mittel- oder z.T. auch Niederspannungsnetz ein. Inwieweit dadurch Netzkosten auf der Hochspannungsebene vermieden werden können, sei es weil entsprechende Übertragungsnetze entlastet werden, sei es weil sich Struktur und Führung des Verteilnetzes ändern, ist gegenwärtig offen. Informationen gibt es hierzu nicht. Die Kosten der Stromübertragung bis zur Mittelspannungsebene werden auf 2 bis 2.5 Rp/kWh geschätzt (vgl. Mutzner, 1997). Andererseits bestehen die Übertragungsnetze bereits, die entsprechenden Kosten werden also volkswirtschaftlich gesehen nicht ohne Weiteres dadurch geringer, dass sie in geringerem Masse genutzt werden. Um die Frage zu klären, bedarf es eingehender Untersuchungen. Als Kompromissvorgaben haben wir unterstellt, dass pro erzeugtem WKK-Strom 1 Rp/kWh an Netzkosten gespart werden. Daraus ergeben sich kumuliert über den Gesamtzeitraum berechnet vermiedene Netzkosten von rd. 600 Mio Fr. im niedrigsten Fall bis zu rd. 2 Mrd Fr. im höchsten Fall (vgl. Tabelle 7-10).

Die CO₂-Neutralisierung ist integraler Bestandteil der Stilllegungsstrategie, die CO₂-Emissionen sollen über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg nicht grösser sein als in der Referenzentwicklung mit Kernenergie. Die CO₂-Abgabe, die daher zur Kompensation der CO₂-Mehremissionen eingeführt werden muss (vgl. Kapitel 6), führt auf der Energienachfrageseite zu vielfältigen Anpassungsreaktionen und damit zu entsprechenden Kosteneffekten (**CO₂-Neutralisierungskosten**). Diese Kosten

sind der Stilllegungsvariante anzulasten. Die Verbraucher investieren in verstärkte Dämmmassnahmen, neue Heizanlagen, energieeffizientere Maschinen, in Massnahmen zur Brennstoffsubstitution in Richtung CO₂-ärmerer Brennstoffe, in neue Strassenfahrzeuge mit energiesparenden Antriebssystemen u.ä.m. Rationales Verhalten der Verbraucher unterstellt entspricht die Höhe der CO₂-Abgabe den Grenzkosten der Energieeinsparungen und der damit verbundenen CO₂-Minderungen, d.h. die CO₂-Minderungskosten ergeben sich als Produkt aus der CO₂-Abgabe und der CO₂-Reduktion (bzw. dem CO₂-Neutralisierungsbedarf), jeweils über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg betrachtet. Tabelle 7-9 fasst die Resultate der Berechnungen zusammen.

Tabelle 7-9: Kosten der CO₂-Neutralisierung nach Politik- und Stilllegungsvarianten, in Mio Fr.

	kumuliert 2004-2030
Energiegesetz	
SoA	3842
M+ (40)	2076
M+ (50)	123
CO₂-Gesetz	
SoA	5119
M+ (40)	2435

Die Tabelle dokumentiert signifikante Unterschiede in den Kosten der CO₂-Minderung, und zwar nicht nur zwischen den Stilllegungsvarianten, was wenig überrascht, sondern auch zwischen den Politikvarianten. Diese sind nur bedingt auf den unterschiedlich hohen CO₂-Neutralisierungsbedarf zurückzuführen, in erster Linie spielen die Unterschiede in der Höhe der CO₂-Abgabe die entscheidende Rolle. So ist bei der Politikvariante CO₂-Gesetz zu berücksichtigen, dass bereits in der Referenzentwicklung eine beachtliche CO₂-Abgabe von 100 bzw. 160 Fr./t CO₂ zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele auf die Brenn- und Treibstoffe erhoben wird. Diese hat bereits in der Referenz Einsparmassnahmen zur Konsequenz. Das bedeutet nun Folgendes: Um darüber hinausgehende Einspareffekte im Fall der CO₂-Neutralisierung zu erzielen, muss notwendigerweise die CO₂-Abgabe höher ausfallen als ohne die CO₂-Abgabe im Referenzfall, weil die Einsparungen immer teurer werden.

7.5 Gesamte Differenzkosten der KKW-Stilllegung

Tabelle 7-10 bietet einen zusammenfassenden Überblick über die **gesamten Differenzkosten der KKW-Stilllegung**, differenziert nach den einzelnen Kostenkomponenten. In der oberen Hälfte der Tabelle sind die jeweiligen Jahreswerte kumuliert für

den Zeitraum 2004 – 2030 ausgewiesen, in der unteren Hälfte die entsprechenden auf den Zeitpunkt 2004 abdiskontierten Summenwerte, die damit die Barwerte der Gesamtkosten darstellen. Zweck und Vorteil der Barwerte ist, die Kosten, die in den einzelnen Varianten zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, durch Diskontierung auf denselben Zeitpunkt vergleichbar zu machen. Wir wollen an dieser Stelle die Einzelresultate nicht nochmals diskutieren (vgl. dazu die vorhergehenden Abschnitte). Für das Gesamtergebnis sind folgende Aspekte auffallend:

- Die Variante CO₂-Gesetz weist gegenüber dem Energiegesetz im Fall SoA Mehrkosten von 2.8 Mrd Fr. (rd. 12 %), im Fall M+ (40) von 0.9 Mrd Fr. (rd. 8 %) auf. Zurückzuführen ist dies zum einen auf die höheren CO₂-Minderungskosten, zum anderen auf den abgabenbedingt höheren Anteil der regenerativen Stromerzeugung.
- Das Verhältnis der Differenzkosten zwischen den Stilllegungsvarianten SoA und M+ (40) liegt bei etwas mehr als Faktor zwei. Die Mehrkosten der Variante M+ (50) sind mit insgesamt 300 Mio Fr. unbedeutend.

An dieser Stelle bietet es sich an, einen kurzen **Vergleich unserer Ergebnisse** mit denen der Studie des Unterausschusses Kernenergie der Überlandwerke (UAK) (Pfaffenberger, 2000) vorzunehmen. Die UAK-Studie behandelt ebenfalls die Kosten des Kernenergieausstiegs für die beiden Stilllegungsvarianten SoA und M+ (40). Zwei unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Erdgaspreise werden betrachtet, zum einen die Annahme konstanter Gaspreise, zum anderen die Annahme stark steigender Gaspreise. Als energiepolitische Rahmensetzung gilt implizit das Energiegesetz. Die UAK-Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Für den Stilllegungsfall SoA liegen die kumulierten (nicht-diskontierten) Differenzkosten inkl. CO₂-Neutralisierung bei 25 (konstante Gaspreise) bzw. rd. 40 Mrd Fr. (steigende Gaspreise).
- Für den Stilllegungsfall M+ (40) betragen die entsprechenden Gesamtkosten etwa 16 bzw. 29 Mrd Fr..

Der in unseren Perspektivrechnungen unterstellte Anstieg der Gaspreise ist mit 25 % bis 2030 moderat und kommt damit der unteren UAK-Variante „konstante Gaspreise“ am nächsten. Unsere Differenzkosten belaufen sich für die Politikvariante Energiegesetz auf rd. 23.1 Mrd Fr. für den Stilllegungspfad SoA und auf 11.4 Mrd Fr. für den Stilllegungspfad M+ (40) (vgl. Tabelle 7-10), fallen also verglichen mit den entsprechenden UAK-Werten vorderhand niedriger aus. Allerdings ist die einfache Gegenüberstellung der absoluten Kosten wenig aussagekräftig, da den beiden Untersuchungen verschiedene Betrachtungszeiträume zugrunde liegen. So untersucht unsere Studie den Zeitraum 2004 bis 2030, die UAK-Studie den Zeitraum 2004 bis 2045. Um näherungsweise dahingehend eine Vergleichbarkeit herzustellen, haben wir mit Hilfe vereinfachender Annahmen eine grobe Schätzung und Fortschreibung

unserer Analysen für den Zeitraum bis 2045, wo das letzte KKW im Referenzfall vom Netz geht, vorgenommen. Für diesen Zeitraum liegen die Stilllegungskosten im Politikfall Energiegesetz bei gut 9 Mrd. Fr. für den Stilllegungsfall M+ (40) bzw. bei knapp 11 Mrd. Fr. für den SoA-Stilllegungsfall.¹ Mit Berücksichtigung dieser Kosten zeigt sich, dass (unter Ausschaltung des 25 %-igen Gaspreisanstiegs)² die Stilllegungskosten nach unseren Schätzungen für den Fall M+ (40) um knapp 4 Mrd. Fr. und für den Fall SoA um gut 7 Mrd. Fr. über den entsprechenden Werten der UAK-Studie liegen. Wir lassen sich diese Unterschiede erklären? Hier sind verschiedene Punkte zu nennen, die wichtigsten seien im Folgenden aufgeführt:

- Die Strategien zur Deckung der Versorgungslücken unterscheiden sich nachhaltig voneinander: Entsprechend den Initiativvorgaben enthält unsere Strategie verschiedene Komponenten, Stromsparen, Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und als wichtigstes Element die WKK-Strategie. In der UAK-Studie steht dagegen eindeutig der Ersatz der ausfallenden Kernenergieverstromung durch den Zubau ungekoppelter GuD-Kraftwerke im Vordergrund. Stromsparen und regenerative Stromerzeugung werden zur Deckung der Versorgungslücken nicht herangezogen.
- Die zugrundegelegte Entwicklung des Stromverbrauchs variiert zwischen den beiden Studien: Unserer Untersuchung liegt ein Anstieg um rd. 15 % bis 2030 zugrunde, die UAK-Studie geht von einer Konstanz des Stromverbrauchs aus.
- Die spezifischen Kosten der CO₂-Reduzierung weichen voneinander ab: In unserer Studie werden die CO₂-Mehremissionen durch Schweiz-interne Reduktionsmassnahmen kompensiert, in der UAK-Studie werden als durchschnittliche Vermeidungskosten 50 Fr./t CO₂ unterstellt. Diese Annahme berücksichtigt auch kostengünstigere internationale Minderungsmöglichkeiten, sie liegt dadurch deutlich unter unseren Schätzungen.

Diese Unterschiede führen in unseren Perspektivrechnungen zu entsprechend höheren Differenzkosten im Vergleich zur UAK-Studie. Umgekehrt gibt es auch Annahmensetzungen, die in unseren Rechnungen im Vergleich zur UAK-Studie geringere Differenzkosten nach sich ziehen. Allerdings sind diese von geringerem Gewicht. Dazu gehören die Annahmen zur Versorgungssicherheit der Stromversorgung: In unserer Studie wird für den Fall der KKW-Stilllegung eine Versorgungssicherheit von 50 % unterstellt, die UAK-Studie legt auch für den Ausstiegsfall die hohe Versorgungssicherheit der Referenzentwicklung zugrunde, daneben gibt es Abweichungen bei einigen Komponenten der KKW-Erzeugungskosten im Referenzfall: die spezifischen Nachrüstkosten und der variable Teil der Entsorgungskosten sind in unserer

¹ Die entsprechenden Werte für das CO₂-Gesetz betragen 10 bzw. 13 Mrd. Fr.

² Unterstellt man für unsere Strategie einen konstanten Erdgaspreis, dann reduzieren sich die Kosten für SoA um 1.7 Mrd. Fr. (vgl. Kapitel 8).

Studie höher angesetzt. Bezüglich der langfristigen Auslastungsdauer der KKW unterscheiden sich die Annahmen kaum.

Tabelle 7-10: Gesamte Differenzkosten der KKW-Stilllegung nach Politik- und Stilllegungsvarianten differenziert nach Kostenkomponenten, in Mio Fr.

kumulierte Kosten 2004-2030	Energiegesetz 1)			CO ₂ -Gesetz 2)	
	SoA	M+(40)	M+(50)	SoA	M+(40)
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-8732	-296	-15933	-8732
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	22698	11997	537	22282	11764
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	5045	83	10226	5041
Stromsparen (Mehrausgaben)	3311	1787	0	3512	1910
Reg.Stromerzeugung (Mehrausgaben)	858	305	0	2616	965
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	3842	2076	123	5119	2435
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1115	-144	-1922	-1085
Differenzkosten insgesamt	23149	11361	303	25900	12299
Diskontierte Kosten 2004-2030	Energiegesetz 1)			CO ₂ -Gesetz 2)	
	SoA	M+(40)	M+(50)	SoA	M+(40)
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-5265	-146	-10695	-5265
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	13786	6632	264	13586	6500
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	3262	41	7447	3259
Stromsparen (Mehrausgaben)	2028	1051	0	2153	1125
Reg.Stromerzeugung (Mehrausgaben)	506	167	0	1526	537
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2382	1153	61	3167	1352
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-618	-71	-1206	-601
Diskontierte Differenzkosten insgesamt	14305	6381	149	15977	6906

1) mit CO₂-Neutralisierung

2) mit CO₂-Zielerreichung und CO₂-Neutralisierung

7.6 Stromerzeugungskosten und Grenzkosten des WKK-Zubaus

Die Stilllegungsvarianten haben vielfältige Auswirkungen auf Stromerzeugungskosten und auf Strompreise. Der WKK-Ausbau und der Zugang von regenerativ erzeugtem Strom führen zu einem Anstieg der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten, die CO₂-Abgabe für die CO₂-Neutralisierung verteuert den Brennstoffeinsatz in den WKK-Anlagen zusätzlich. In den Tabellen 7-11 und 7-12 sind die Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten nach Politik- und Stilllegungsvarianten getrennt ausgewiesen. Tabelle 7-11 enthält die Ergebnisse **ohne** Berücksichtigung der CO₂-Neutralisierung, Tabelle 7-12 die Ergebnisse **mit** CO₂-Neutralisierung.

Tabelle 7-11: Durchschnittliche (reale) Stromerzeugungskosten nach Stilllegungs- und Politikvarianten in Rp/kWh, **ohne CO₂-Neutralisierung**

1. WKK-Anlagen	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz						
SoA	0.0	7.7	10.5	12.1	13.0	11.9
M+ (40)	0.0	0.0	0.0	10.3	10.9	10.8
CO₂-Gesetz						
SoA	0.0	10.7	13.4	15.0	15.9	14.5
M+ (40)	0.0	0.0	0.0	13.0	13.8	13.6
2. Gesamte heimische Erzeugung	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz						
Referenz mit Kernenergie	6.0	5.9	6.0	5.8	6.0	6.0
SoA	6.4	6.9	7.5	8.2	8.2	7.9
M+ (40)	6.0	6.0	6.2	6.8	7.7	7.8
CO₂-Gesetz						
Referenz mit Kernenergie	6.0	6.0	6.1	5.9	6.1	6.1
SoA	6.4	7.2	8.1	9.0	8.9	8.4
M+ (40)	6.0	6.0	6.3	7.3	8.4	8.4

In der oberen Hälfte der Tabelle sind die jeweils separaten Durchschnittskosten der WKK-Ausbaustrategie ausgewiesen, in der unteren Hälfte die Auswirkungen auf die Stromerzeugungskosten des gesamten heimischen Kraftwerkparcs. Wir wollen die Resultate nicht näher kommentieren, die Argumente und Gründe für die Kostenveränderungen sind in den vorhergehenden Abschnitten diskutiert worden. Folgende Aspekte sind festzuhalten:

- Im Referenzfall mit Kernenergie liegen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten bei etwa 6 Rp./kWh. Bei der Stilllegungsvariante SoA erhöhen sie sich im Durchschnitt um 2-3 Rp./kWh, beim Stilllegungspfad M+ (40) um 1-2 Rp./kWh.
- Im Fall des CO₂-Gesetzes liegen die WKK-Erzeugungskosten wesentlich höher, Grund ist die CO₂-Abgabe, die in der Referenzentwicklung erhoben wird. Im Vergleich zur Variante Energiegesetz betragen die Kostenunterschiede bis rd. 25 %. Für die Durchschnittskosten der gesamten heimischen Stromerzeugung bedeutet dies Erzeugungskostenzuschläge gegenüber den Referenzkosten von mehr als 3 Rp/kWh in 2020, entsprechend 40 bis 50 %.
- Berücksichtigt man zusätzlich die Kosten der CO₂-Neutralisierung, ergeben sich im Vergleich zur Referenzentwicklung spezifische Kostenzuschläge von mehr als 4 Rp/kWh.

Tabelle 7-12: Durchschnittliche (reale) Stromerzeugungskosten nach Stilllegungs- und Politikvarianten in Rp/kWh, mit CO₂-Neutralisierung

1. WKK-Anlagen	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz						
SoA (30)	0.0	9.6	12.8	14.5	15.4	14.2
M+ (40)	0.0	0.0	0.0	12.3	13.0	12.8
CO₂-Gesetz						
SoA (30)	0.0	13.0	16.5	18.1	19.0	17.4
M+ (40)	0.0	0.0	0.0	15.2	16.0	15.9
2. Gesamte heimische Erzeugung	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz						
Referenz mit Kernenergie	6.0	5.9	6.0	5.8	6.0	6.0
SoA	6.4	7.1	8.0	8.9	8.8	8.4
M+ (40)	6.0	6.0	6.3	7.2	8.2	8.3
CO₂-Gesetz						
Referenz mit Kernenergie	6.0	6.0	6.1	5.9	6.1	6.1
SoA	6.4	7.5	8.9	10.0	9.8	9.2
M+ (40)	6.0	6.0	6.3	7.7	9.0	9.0

Ergänzend zu diesen Informationen sind in Tabelle 7-13 die **langfristigen Grenzkosten des WKK-Ausbaus** ausgewiesen. Die langfristigen Grenzkosten stellen die Zubaukosten der letzten in die WKK-Strategie aufgenommenen Erzeugungsanlage (WKK-Anlage oder Anlage mit regenerativ erzeugtem Strom) dar. Nach der Theorie orientiert sich der Zertifikatspreis an den langfristigen Grenzkosten, je nach Organisation des Zertifikats Handels entspricht der Zertifikatspreis genau den Grenzkosten oder aber der Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis.

Tabelle 7-13: Langfristige Grenzkosten der WKK-Strategie in Rp/kWh (mit CO₂-Neutralisierung)

	2010	2015	2020	2025	2030
Energiegesetz					
SoA (30)	11.9	17.4	19.1	19.2	18.7
M+ (40)	0.0	0.0	16.2	17.3	16.9
CO₂-Gesetz					
SoA (30)	16.6	21.7	23.4	23.4	22.9
M+ (40)	0.0	0.0	19.5	20.6	20.3

8. Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

8.1 Auswahl der Sensitivitäten

Für die Sensitivitätsrechnungen wurden vor allem solche Grössen und Parameter ausgewählt, die unsicher und umstritten sind oder die Ergebnisse wesentlich beeinflussen. Insgesamt wurden acht verschiedene Unsicherheitsbereiche als Anknüpfungspunkte für Sensitivitätsrechnungen ausgesucht:

- Höhe des Wirtschaftswachstums und damit der Entwicklung des Strombedarfs,
- höhere Weltmarktpreise für Energie,
- isolierte Veränderung der Erdgaspreise,
- langfristige Auslastung der KKW in der Referenz,
- Investitionskosten für KKW-Nachrüstungsinvestitionen,
- forciertes Stromsparen,
- forcierter technischer Fortschritt (Brennstoffzellen),
- (ungekoppelte) GuD-Anlagen statt WKK-Strategie.

Die angenommenen Variationen erforderten fast durchweg komplette Durchrechnungen des Modellkomplexes. Wir wollen uns im Folgenden jedoch auf die Darstellung der wichtigsten Annahmen, Auswirkungen und Ergebnisse beschränken.

8.2 Sensitivität Wirtschaftswachstum

8.2.1 Rahmensetzung

Wie in Kapitel 2 beschrieben, basieren die vorgelegten Ergebnisse auf der optimistischen wirtschaftlichen Entwicklung, für den Zeitraum 1998 bis 2010 von durchschnittlichen BIP-Zuwächsen von 2.2 % p.a., für 2010 bis 2030 von 1.3 % p.a. (Synthesebericht, 1996). Neuere langfristige Entwicklungsperspektiven, die neben den makroökonomischen Hauptaggregaten auch langfristige Branchenprognosen enthalten, sind gegenwärtig nicht verfügbar.

Angeichts der bestehenden Unsicherheiten über die langfristige wirtschaftliche Entwicklung der Schweiz sollten deshalb in Form einer Sensitivitätsrechnung die Auswirkungen eines allfällig niedrigeren Wirtschaftswachstums auf den Stromverbrauch in den verschiedenen Politikvarianten bestimmt werden. Bezug nehmend auf frühere durchgeführte Sensitivitätsrechnungen wird unterstellt, dass das reale BIP zwischen 1998 und 2030 um durchschnittlich 0,9 % p.a. ansteigt. Die Annahmen zur Bevöl-

kerungsentwicklung bleiben unverändert, ebenso die sonstigen Rahmensetzungen wie Energiepreise, Energiepolitik, Entwicklung der KKW-Produktion.

Tabelle 8-1: Entwicklung wichtiger Rahmendaten im Sensitivitätsszenario „Tiefes BIP“ im Vergleich zur Referenzentwicklung „Hohes BIP“

	1998	2005	2010	2020	2030
BIP (1998=100), zu Preisen von 1990					
Referenzentwicklung	100	116	129	151	168
Sensitivität	100	106	111	122	133
Abweichung in %		-8	-14	-20	-21
Energiebezugsflächen Wohnungen (Mio m ²)					
Referenzentwicklung	420	457	478	506	522
Sensitivität	420	451	466	486	494
Abweichung in %		-1	-2	-4	-5

Die unterstellten geringeren BIP-Zuwächse bedeuten, dass das bis 2010 erreichte BIP um rd. 14 % niedriger liegt als in der Referenzentwicklung. In 2030 beträgt der Unterschied dann etwas mehr als 20 %. Bei den Energiebezugsflächen macht sich das geringere Wirtschaftswachstum wesentlich schwächer bemerkbar. So liegen die Energiebezugsflächen im Wohnbereich in 2010 lediglich 2 – 3 % und in 2030 5 % unter den entsprechenden Referenzwerten. Das erklärt sich daraus, dass Bestandsgrößen wie die Zahl der Gebäude, der Personenwagen oder der Elektrogeräte viel schwächer und langsamer auf veränderte BIP-Zuwächse reagieren. Für die Quantifizierung der Wertschöpfung in der Industrie und den Dienstleistungsbereichen wurde die den Perspektivrechnungen zugrundegelegte Struktur unverändert übernommen und auf die neuen Eckwerte übertragen. Diese veränderten Rahmendaten wurden für alle vier Politikvarianten unterstellt. Daher waren zunächst die Auswirkungen auf die Referenzentwicklung mit Kernenergie zu untersuchen. Die Konsequenzen für die KKW-Stilllegung wurden jeweils nur für den Stilllegungsfall SoA betrachtet. Die detaillierten Ergebnisse zu den Elektrizitätsbilanzen sind in den Anhängen 3 und 4 ausgewiesen.

8.2.2 Ergebnisse

Das niedrige Wirtschafts- und Flächenwachstum hat zwar deutliche Auswirkungen auf den Brennstoffverbrauch, an dieser Stelle interessieren jedoch vor allem die Auswirkungen auf den Stromverbrauch. Langfristig liegen bei niedrigem Wirtschaftswachstum die Stromverbräuche (Landesverbrauch) um 5 – 6 TWh unter den entsprechenden Referenzwerten.

Tabelle 8-2: Entwicklung des Strombedarfs im Sensitivitätsszenario im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung, in TWh (Landesverbrauch Hydrologisches Jahr)

	2005	2010	2020	2030
Sensitivität				
Energiegesetz	55.0	55.3	54.6	54.3
CO ₂ -Gesetz	55.1	55.4	54.7	54.4
Abweichung von der Referenz				
Energiegesetz	-2.1	-4.0	-5.5	-5.9
CO ₂ -Gesetz	-2.2	-4.1	-5.7	-6.0

Die Stromverbrauchsminderungen haben unmittelbare Auswirkungen auf die Höhe der Versorgungslücken (vgl. Tabelle 8-3). Im Vergleich zu den Referenzwerten bei hohem BIP (vgl. Tabelle 4-4) ist ein Rückgang der Lücken je nach Zeitpunkt und Politikvariante um bis zu 1/3 festzustellen. Allerdings reduzieren sich die Lücken absolut gesehen nicht im gleichen Umfang wie der Stromverbrauch sich vermindert, da im Zuge der geringen Verbrauchszuwächse die Aufstockung der Bezugsrechte niedriger ausfällt als im Referenzfall Hohes BIP. Dennoch steigt die Versorgungslücke in keinem Fall über 10 TWh, im Winterhalbjahr bleibt sie durchweg unter 9 TWh.

Tabelle 8-3: Stromangebotslücken für SoA nach Politikvarianten (Sensitivitätsszenario), in GWh (vor CO₂-Neutralisierung)

	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Energiegesetz					
Hydrologisches Jahr	-1550	-5499	-9747	-6128	-6016
Winter	-1550	-5499	-8983	-6128	-6016
CO₂-Gesetz					
Hydrologisches Jahr	-1587	-5631	-9611	-6091	-5983
Winter	-1587	-5631	-8937	-6091	-5983

Dadurch verbessern sich die Bedingungen zur Schliessung der Versorgungslücken wesentlich. Bei gleicher Wirkungsstärke der ordnungsrechtlichen Massnahmen reduziert sich der notwendige WKK-Ausbau zur Deckung der Versorgungslücke. Gleichermassen verringert sich auch der CO₂-Neutralisierungsbedarf. Die CO₂-Abgabe, die hierfür benötigt wird, liegt in der Sensitivität je nach Politikvariante um 10 bis 30 Fr./t CO₂ niedriger als im Referenzfall hohes BIP. Dies alles wirkt sich günstig auf die Höhe der Differenzkosten aus.

Tabelle 8-4 fasst die Resultate zu den Differenzkosten in der Sensitivität zusammen und stellt sie den Referenzwerten gegenüber. Die Differenzkosten liegen in den Sensitivitätsszenarien teilweise deutlich unter den Referenzergebnissen. Hierzu tragen vor allem die niedrigeren WKK-Zubaukosten und damit zusammenhängend die geringeren Kosten für die CO₂-Neutralisierung bei.

Tabelle 8-4: Differenzkosten der KKW-Stilllegung nach Politikvarianten und Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Tiefes BIP

	Energiegesetz		CO ₂ -Gesetz	
	Referenz	Sensitivität	Referenz	Sensitivität
kumulierte Kosten 2004-2030				
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933	-15933	-15933
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	22698	15997	22282	15211
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	13224	10226	13175
Stromsparen (Mehrausgaben)	3311	3311	3512	3512
Reg.Stromerzeugung (Mehrausgaben)	858	790	2616	2070
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	3842	2600	5119	2731
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1478	-1922	-1417
Differenzkosten insgesamt	23149	18511	25900	19350
Diskontierte Kosten 2004-2030				
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10695	-10695	-10695
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	13786	9437	13586	9006
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	9534	7447	9491
Stromsparen (Mehrausgaben)	2028	2028	2153	2153
Reg.Stromerzeugung (Mehrausgaben)	506	466	1526	1207
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2382	1559	3167	1608
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-889	-1206	-855
Diskontierte Differenzkosten insgesamt	14305	11441	15977	11916

Neben den Auswirkungen auf die Differenzkosten ergeben sich in den Sensitivitätsrechnungen mit tiefem BIP auch günstigere Ergebnisse für die NO_x-Emissionen. Hier sind Minderbelastungen von bis zu 40 % im Vergleich zur Basisrechnung festzustellen.

8.3 Sensitivität höhere Weltmarktpreise für Energie

In dieser Sensitivitätsrechnung geht es darum, die Auswirkungen höherer Weltmarktpreise für Energie für die Gesamtstrategie bzw. die einzelnen Kostenkomponenten der KKW-Stilllegung zu schätzen. Im Unterschied zur Politikvariante CO₂-Gesetz, in der die CO₂-Abgabe zu einer Erhöhung der Brennstoffpreise führt, schlägt eine weltmarktbedingte Preiserhöhung volkswirtschaftlich voll auf die (fossile) WKK-Strategie durch.

In der Referenzannahme wurde langfristig von einem vergleichsweise moderaten Anstieg der realen Weltmarktpreise für Rohöl auf 23 USD/barrel ausgegangen. Für die Sensitivitätsrechnung wird unterstellt, dass der gegenwärtig hohe Rohölpreis auf dem Niveau von real 30 USD/barrel verbleibt und sich nicht auf das Niveau von 18-20 USD/barrel, wie in der Referenz unterstellt, zurückbildet. Die Durchrechnung die-

ser Preisannahmen auf die heimischen Preise führt zu folgenden Preiswirkungen: Im Vergleich zur Basisannahme liegen die Heizölpreise bis etwa 2015 um 40 bis 50 %, die Erdgaspreise um 20-25 % höher. Nach 2015 nimmt der Preiserhöhungseffekt kontinuierlich ab, da auch im Basisfall für die Zeit nach 2015 von einem Anstieg der Brennstoffpreise ausgegangen wird.

Auf der Nachfrageseite führen die höheren Preise zu Minderverbräuchen bei den Brennstoffen von 5 bis 7 % und bei den Treibstoffen bis 3 %. Die Stromnachfrage wird nur wenig beeinflusst. Auf der Angebotsseite liegt im Fall mit Kernenergie die fossil-thermische Stromerzeugung wegen der höheren Brennstoffpreise niedriger als im Basisfall.

Durch die geringeren Verbräuche an fossilen Energieträgern reduzieren sich auch die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Basisfall mit niedrigeren Energiepreisen. Das CO₂-Reduktionsziel (-10 % bis 2010) wird zwar in der Referenz mit Kernenergieversorgung nicht voll erreicht, mit 38.6 Mio. t CO₂-Emissionen in 2010 fehlen jedoch zur Zielerreichung nur noch 1.0 Mio. t. Die Konsequenz daraus ist jedoch, dass sich die CO₂-Neutralisierung in der Stilllegungsvariante verteuert.

Für den Fall der KKW-Stilllegung (auch hier wird der Vergleich für die Variante SoA durchgeführt) ergeben sich zusammengefasst folgende Konsequenzen:

- Im Durchschnitt des Zeitraums verteuern sich die Stromerzeugungskosten der WKK aufgrund der Brennstoffpreiserhöhung um 1 Rp./kWh, im Zeitraum vor 2015 mehr, nach 2015 weniger. Dieses Zeitprofil ist ein Grund dafür, dass sich die Auswirkungen der höheren Weltmarktpreise auf die Stilllegungskosten in Grenzen halten und sich die WKK-Strategie im Vergleich zur Basisrechnung mit +1.6 Mrd. Fr. nicht stark verteuert, da die WKK-Anlagen erst dann (nach 2015) in vollem Umfang benötigt werden, wenn die Wirkung der höheren Brennstoffpreise im Vergleich zum Basisfall allmählich nachlässt (vgl. Tabelle 8-5). Daneben spielt eine Rolle, dass die WKK von den Preiseffekten weniger stark betroffen ist als eine ungekoppelte Erzeugungsanlage. Die WKK-Anlage wird von den Brennstoffpreisänderungen sowohl positiv als auch negativ tangiert. Im Fall steigender Brennstoffpreise nehmen die Brennstoffkosten (entsprechend den Brennstoffwirkungsgraden) zu, auf der anderen Seite steigen jedoch auch die Preise für die Wärmegutschrift, wodurch der Kostenanstieg wieder gedämpft wird.¹

1 Der Preiseffekt hängt von der Auslegung der WKK-Anlage ab, entsprechend folgender Beziehung für den preislichen Nettoeffekt:

$$P = \left(\frac{1}{\eta} - \frac{1}{\varepsilon \cdot s} \right)$$

P = Preis Brennstoff, η = elektr. Wirkungsgrad der WKK-Anlage, s = Stromkennziffer, ε = Wirkungsgrad des Spitzenkessels (Heizanlage).

- Der Anstieg der entgangenen Exporterlöse resultiert daraus, dass sich mit der Brennstoffverteuerung auch die europaweiten langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung erhöhen, wir rechnen mit einem Anstieg um 0.3 – 0.4 Rp./kWh.
- Die höheren Differenzkosten bei den regenerativen Energieträgern ergeben sich daraus, dass ihre Einsatzchancen aufgrund der teureren WKK-Stromerzeugung steigen.
- Wie erwähnt verteuert sich aufgrund der bereits in der Referenz mit Kernenergie durchgeführten Sparmassnahmen die CO₂-Neutralisierung.

Tabelle 8-5: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio. Fr.
Sensitivität hohe Brennstoffpreise: 30 USD/barrel ab 2001

Kumulierte Kosten 2004 – 2030	Referenz EnG	Sensitivität
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933
WKK-Strategie (Meherausgaben)	22698	24277
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	10870
Stromsparen (Meherausgaben)	3311	3512
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	858	1818
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	3842	4996
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1964
Differenzkosten insgesamt	23149	27577
Diskontierte Kosten 2004 – 2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10695
WKK-Strategie (Meherausgaben)	13786	14791
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	7897
Stromsparen (Meherausgaben)	2028	2153
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	506	1060
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	2382	3064
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-1227
Diskontierte Differenzkosten insgesamt	14305	17044

8.4 Sensitivität Isolierte Veränderung der Erdgaspreise

Ergänzend zur Sensitivitätsrechnung höherer Energiepreise auf dem Weltmarkt wurden die Auswirkungen einer isolierten Veränderung der Erdgaspreise untersucht. In der Referenzannahme wird ein moderater Anstieg der Erdgaspreise unterstellt. Gegenüber 2000 nehmen sie bis 2030 um rd. 25 % zu. Für die Sensitivitätsrechnungen werden zwei alternative Preisvarianten unterstellt, eine Variante mit real konstanten Brennstoffpreisen und eine Variante, die von einer Erhöhung der Erdgaspreise im Vergleich zur Referenz um rd. 25 % ausgeht.

Tabelle 8-6 zeigt die Auswirkungen dieser Annahmen auf die Differenzkosten. Die Gesamtkostenunterschiede zur Basisrechnung liegen in der unteren Preisvariante bei –1.7 Mrd Fr. und in der oberen Preisvariante bei + 3.5 Mrd Fr.. Die Kostenunterschiede fallen vergleichsweise niedrig aus. Das liegt wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert daran, dass die WKK von den Preiseffekten weniger stark betroffen ist als eine ungekoppelte Erzeugungsanlage. Die reinen Preiseffekte werden durch Mengeneffekte überlagert: So legt im Fall der konstanten Preise die WKK-Stromerzeugung zu Lasten der regenerativen Energieträger zu. Umgekehrtes gilt für die Variante höhere Brennstoffpreise. Dort steigen aufgrund der höheren Preise die Wettbewerbschancen der regenerativen Stromerzeugung (vgl. Tabelle 8-6).

Tabelle 8-6: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Brennstoffpreise

	Konstante Preise		Hohe Brennstoffpreise	
	Referenz EnG	Sensitivität	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030				
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933	-15933	-15933
WKK-Strategie (Meherausgaben)	22698	21581	22698	25725
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	10343	10343	10343
Stromsparen (Meherausgaben)	3311	3311	3311	3311
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	858	318	858	1292
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	3842	3842	3842	3842
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1998	-1971	-1957
Differenzkosten insgesamt	23149	21465	23149	26622
Diskontierte Kosten 2004-2030				
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10695	-10695	-10695
WKK-Strategie (Meherausgaben)	13786	13144	13786	15631
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	7530	7530	7530
Stromsparen (Meherausgaben)	2028	2028	2028	2028
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	506	188	506	762
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	2382	2382	2382	2382
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-1248	-1232	-1224
Differenzkosten insgesamt	14305	13329	14305	16414

8.5 Sensitivität langfristige KKW-Auslastung in der Referenz

Die Höhe der längerfristigen Auslastung der KKW (Vollbenutzungsstunden) ist bei einer vorgesehenen Betriebsdauer von 50 bis 60 Jahren eine unsichere Stellgrösse. Darauf haben wir im Kapitel 4 aufmerksam gemacht. In unseren Modellrechnungen wurde für die Referenzentwicklung mit Kernenergie eine Auslastungsdauer von 7600 h/a für eine Betriebsdauer bis 40 Jahre, danach ein Rückgang um 200 h/a unterstellt. Für die Sensitivitätsrechnung wurde davon ausgegangen, dass ab 2004 die Auslastungsdauer im Durchschnitt der fünf Blöcke bei 7000 h/a liegt. Das hat zur Folge,

dass die KKW-Stromerzeugung in der Referenz mit Kernenergie bis 2020 um rd. 1.9 TWh niedriger ist, in 2030 macht der Unterschied noch 1.4 TWh aus. Die geringere KKW-Stromerzeugung führt zu vielfältigen Konsequenzen:

- Die Versorgungslücken fallen geringer aus als bei höherer KKW-Auslastung, allerdings in etwas geringerem Umfang als sich die KKW-Erzeugung vermindert, da die Bezugsrechte in der Referenz etwas stärker aufgestockt werden.
- Der WKK-Zubaubedarf reduziert sich mithin auch die regenerative Stromerzeugung.
- Der Exportrückgang fällt geringer aus, ebenso der CO₂-Neutralisierungsbedarf.

In Tabelle 8-7 sind die Auswirkungen der Sensitivitätsannahme dargestellt. Es zeigt sich, dass die geringere KKW-Stromerzeugung in der Referenz die Differenzkosten der KKW-Stilllegung (Fall SoA) um 3.3 Mrd Fr. senkt. Hierbei spielen Kostenreduzierungen bei verschiedenen Kostenkomponenten eine Rolle, insbesondere Kosteneinsparungen bei der WKK-Strategie, höhere Exporterlöse und geringere CO₂-Neutralisierungskosten.

Tabelle 8-7: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität KKW-Auslastung

	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15421
WKK-Strategie (Meherausgaben)	22698	20568
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	9296
Stromsparen (Meherausgaben)	3311	3311
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	858	813
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	3842	3185
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1855
Differenzkosten insgesamt	23149	19897
Diskontierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10326
WKK-Strategie (Meherausgaben)	13786	12631
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	6707
Stromsparen (Meherausgaben)	2028	2028
Reg. Stromerzeugung (Meherausgaben)	506	479
CO ₂ -Neutralisierung (Meherausgaben)	2382	2002
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-1172
Differenzkosten insgesamt	14305	12349

8.6 Sensitivität KKW-Nachrüstkosten

In der Referenz wurde davon ausgegangen, dass die spezifischen Nachrüstungsinvestitionen zur Anhebung der KKW-Betriebsdauern von 40 auf 50 Jahre bzw. von 50 auf 60 Jahre bei 500 Fr./KW_{el} liegen. Die tatsächlichen Kosten sind heute nicht bekannt. Als Sensitivität wurden deshalb zwei zusätzliche Kostenvarianten zugrundegelegt, eine untere Variante mit 300 Fr./KW, dieser Wert entspricht in etwa den Annahmen in der UAK-Studie, und eine obere Variante mit 1000 Fr./KW. Daraus ergeben sich, wiederum für den Stilllegungspfad SoA, folgende Änderungen der KKW-Kosten bei einer Betriebsdauer von 50 bzw. 60 Jahren gegenüber den Basisannahmen:

- Untere Variante: 300 Fr./KW: -680 Mio Fr.
- Obere Variante: 1000 Fr./KW: +1700 Mio Fr.

Den Berechnungen liegen eine Lebensdauer der Ertüchtigungsmassnahmen von jeweils 10 Jahren und, wie bisher, ein realer Zinssatz von 3 % zugrunde. Zu interpretieren sind die Ergebnisse in der Form, dass die Differenzkosten einer KKW-Stilllegung entsprechend SoA in der unteren Variante um 680 Mio Fr. höher und in der oberen Variante um 1.7 Mrd Fr. niedriger liegen als im Referenzfall.

8.7 Sensitivität forciertes Stromsparen

Die Massnahmen zur Stromeinsparung knüpfen im Politikfall Energiegesetz primär an ordnungsrechtlichen Vorgaben im Rahmen des ELNG an. Verschärfung der Verbrauchszielwerte, Zulassungsvorschriften, Beschränkungen bei Widerstandsheizungen, verschärfte Anforderungen in der Haustechnik waren die Ansatzpunkte. Die modellmässige Umsetzung der Massnahmen erfolgte über die Vorgabe eines spezifischen Vollzugsgrades in Abhängigkeit von der Stilllegungsvariante. Für die Stilllegungsvariante SoA wurde für den Politikfall Energiegesetz im Basisfall eine durchschnittliche Vollzugsrate von 55 – 60 % unterstellt. Für die Sensitivitätsrechnung wurden die Verbrauchszielwerte nicht verschärft, da die Vorgaben bereits in der Referenzvariante recht anspruchsvoll sind, stattdessen wurde ein wesentlich höherer Vollzug in dem entsprechenden Massnahmenbereich angenommen. Im einzelnen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Vollzugsrate steigt auf 90 %.
- Durch Zulassungsbeschränkungen erfolgt eine schnellere Umschichtung der ineffizienten Geräte.
- Die steigende Vollzugsrate bei den Elektroheizungen führt nicht nur zu einem höheren, sondern auch zu einem schnelleren Austausch der Anlagen.

Die Brennstoffstruktur des Elektrowärmeersatzes bleibt gegenüber dem Basisfall unverändert. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 8-8 dargestellten Stromeinsparungen.

Tabelle 8-8: Stromminderverbräuche durch ordnungsrechtliche Massnahmen für Stilllegungsvariante SoA (Politikvariante Energiegesetz), in GWh, Sensitivität forciertes Sparen im Vergleich zur Referenz und im Vergleich zur Basisrechnung

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Insgesamt (im Vergleich zur Referenz)	-501	-1992	-3115	-4010	-4512	-4874
Stromsparen ¹⁾	-254	-975	-1456	-1915	-2159	-2361
Widerstandsheizungen	-223	-940	-1541	-1924	-2163	-2307
Sonstiges ²⁾	-24	-77	-119	-172	-189	-207
Insgesamt (im Vergleich zur Basisrechnung)	-132	-680	-1155	-1504	-1757	-1909
Stromsparen ¹⁾	-90	-350	-577	-796	-980	-1145
Widerstandsheizungen	-34	-303	-531	-637	-693	-669
Sonstiges ²⁾	-8	-28	-48	-71	-84	-96

1) Private Haushalte, Gewerbe, Industrie

2) Saldo aus geringeren Netzverlusten und Mehrverbräuchen Wärmepumpe

Die Stromeinsparungen liegen im Durchschnitt bis zu 65 % höher als im Basisfall, bei den Elektrogeräten und Haustechnik sind die zusätzlichen Spareffekte grösser als bei der Elektrowärme, da bei Letzterem bereits in der Basisrechnung langfristig kräftige Verbrauchsrückgänge angenommen wurden.

Tabelle 8-9: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., forciertes Stromsparen

	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	22698	20102
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	9688
Stromsparen (Mehrausgaben)	3311	6025
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	858	858
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	3842	3513
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-1796
Differenzkosten insgesamt	23149	22458
Diskontierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10695
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	13786	12211
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	7133
Stromsparen (Mehrausgaben)	2028	3637
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	506	506
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2382	2183
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-1123
Differenzkosten insgesamt	14305	13853

Die Auswirkungen des forcierten Stromsparens liegen in einem geringeren WKK-Zubaubedarf und damit auch geringerem CO₂-Kompensationsbedarf. Dies hat auch Auswirkungen auf die Exportänderungen und auf die vermiedenen Netzkosten. Tabelle 8-9 fasst die Effekte zusammen. Vergleicht man die Gesamtkosten der Sensitivität forciertes Sparen mit den Resultaten des Basislaufs, dann zeigen sich um knapp 700 Mio Fr. geringere Differenzkosten.

8.8 Sensitivität forciertes technischer Fortschritt

In dieser Sensitivitätsrechnung wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffzellen-Technologie im Laufe des Untersuchungszeitraums den technischen und wirtschaftlichen Durchbruch schafft und dadurch Stromerzeugungstechnologien verfügbar sind, die auch in kleinsten Leistungseinheiten Strom zu konkurrenzfähigen Kosten produzieren. Physikalisch ist die Brennstoffzellentechnik gegenüber solchen Erzeugungstechniken überlegen, die einer thermodynamischen Wirkungsgradbeschränkung unterliegen. Sie wandeln auf direktem, elektrochemischem Weg die Energie des Brennstoffes in Strom um und haben deshalb nicht die Wirkungsgradverluste wie in konventionellen Stromerzeugungsformen (Carnot-Prozess).

Wir können hier nicht näher auf die Technik eingehen, sondern nur einige kurze Bemerkungen dazu machen. Von den Brennstoffzellen werden verschiedene Typen erforscht. Grosse Erwartungen werden vor allem an die Mittel- und Hochtemperaturtypen geknüpft. Diese unterscheiden sich in den verwendeten Elektrolyten. Am weitesten entwickelt sind die phosphorsauren Zellen (PAFC), für die es auch schon eine Reihe von Pilot- und Demonstrationsanlagen gibt. Die bisher erreichten Wirkungsgrade sind beachtlich (rd. 40 %), weitere Steigerungen werden erwartet. Günstige Entwicklungsperspektiven werden vor allem für die Hochtemperatur-Brennstoffzellen, die Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC) und die oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) erwartet. Für die Hochtemperaturtypen werden elektrische Zellenwirkungsgrade von bis zu 60 % erwartet. Durch Nachschaltung eines GuD-Prozesses werden sogar elektrische Wirkungsgrade von 70 % erreicht. Mit Auskoppelung der Abwärme können Gesamtwirkungsgrade von über 90 % erzielt werden. Ausser dem hohen elektrischen und thermischen Wirkungsgrad werden in der Literatur vor allem folgende Punkte als Vorteile der Brennstoffzelle angeführt (Gummert, 1998):

- günstiges Teillastverhalten, d.h. keine abnehmenden Wirkungsgrade im Teillastbereich, dies ist vor allem im Vergleich zu den BHKW's wichtig, da diese in Vollast betrieben werden sollten, um maximale Wirkungsgrade zu erzielen,
- äusserst geringe Schadstoffemissionen der Gesamtprozesse, vor allem was NO_x betrifft,
- keine Vibrationen, geräuschloser Prozess.

Daneben wird erwartet, dass die spezifischen Investitionskosten eine nur geringe Leistungsabhängigkeit aufweisen werden, d.h. die spezifischen Investitionskosten werden bei Anlagen mit kleinen Leistungen für Wohngebäude nicht wesentlich höher liegen als bei grossen Leistungseinheiten im Bereich von Grosskraftwerken.

Ob der hier vorausgesetzte Durchbruch in dem erwarteten Sinne tatsächlich gelingt, ist noch offen. Für die Sensitivitätsrechnung wird ein im Zeitablauf kontinuierlicher Übergang von der BHKW-Technik zur Brennstoffzellen-Technik unterstellt. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Die elektrischen Wirkungsgrade der Brennstoffzellen liegen zwischen 45 und 62 %, die Gesamtwirkungsgrade der Brennstoffzellen-WKK zwischen 89 und 93 %, das entspricht Stromkennziffern zwischen 1 und 2.
- Die Streubreite der spezifischen Investitionskosten reicht von 1250 Fr./KW_{el} für grosse Anlagen und 2900 Fr./KW_{el} für Mini-Anlagen. Durch die gute Stromausbeute der Anlagen werden die teureren Anlagen zur Deckung der Versorgungslücken jedoch nicht benötigt.
- Die Betriebskosten (Vollwartungskosten) wurden mit 1.5 Rp/kWh bis 3 Rp/kWh angesetzt.
- Die Stromgestehungskosten liegen unter diesen Annahmen im Zeitraum 2010/2020 zwischen etwa 5.5 und 13.5 Rp/kWh, die Durchschnittskosten aller in 2015/2020 eingesetzten Brennstoffzellenanlagen betragen dann knapp 7 Rp/kWh, gegenüber den Vergleichswerten der Basisrechnung mit 12 bis 13 Rp/kWh liegen sie um 40 – 50 % tiefer ¹ (vgl. dazu auch Abbildung 8-1).

Die übrigen Komponenten der Gesamtstrategie (Höhe der Stromeinsparungen, Brennstoffpreise) bleiben gegenüber der Basisrechnung unverändert. Allerdings kommen die regenerativen Energieträger aufgrund der niedrigen Stromerzeugungskosten der Brennstoffzellen innerhalb der WKK-Quotierung nicht mehr zum Zuge. Dies zeigt auch Tabelle 8-10, in der die Kosteneffekte der Sensitivitätsrechnung im Vergleich zur Basisrechnung dargestellt sind. Um fast 10 Mrd Fr. niedriger fallen die gesamten Differenzkosten aus. Der Hauptbeitrag zu dieser Kostenrechnung (rd. 8 Mrd Fr.) kommt wie zu erwarten von den tieferen WKK-Zubaukosten. Kostenminderungen gibt es auch durch den fehlenden Zubau der Stromerzeugung mit regenerativen Energieträgern und bei den vermiedenen Netzkosten.

Wie oben erwähnt, liegt ein Hauptvorteil der Brennstoffzellen in der günstigen Emissionsbilanz. Vor allem bei NO_x liegen die spezifischen Emissionsfaktoren bei einem Bruchteil der konventionellen BHKW (vgl. auch Tabelle 6-10). Auf der Basis des dort

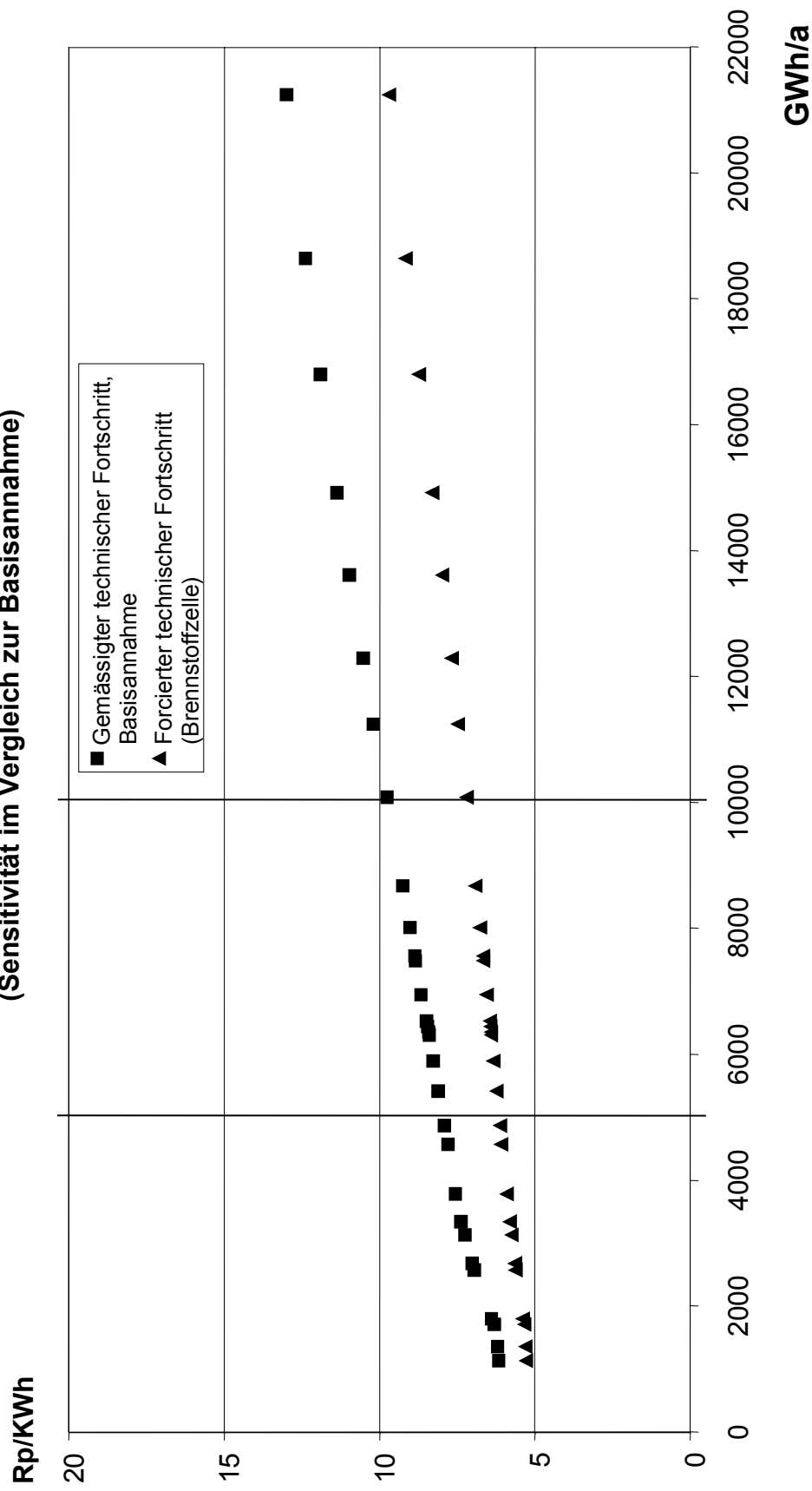
¹ Bei diesem Vergleich ist allerdings zu berücksichtigen, dass aufgrund der geringeren Stromkennziffer bei den konventionellen BHKW's (Basisrechnung) auch teurere Anlagen zur Bedarfsdeckung herangezogen werden müssen.

ausgewiesenen Emissionsfaktors sowie aufgrund der WKK-Gutschriften und der CO₂-Neutralisierung liegen die NO_x-Emissionen um 3000 bis 4000 t niedriger als in der Basisrechnung.

Tabelle 8-10: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität forcierte technischer Fortschritt Brennstoffzellen

	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	22698	14452
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	9802
Stromsparen (Mehrausgaben)	3311	3311
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	858	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	3842	3817
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	-2120
Differenzkosten insgesamt	23149	13330
Diskontierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-11952
WKK-Strategie (Mehrausgaben)	13786	6730
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	7217
Stromsparen (Mehrausgaben)	2028	2028
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	506	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2382	2328
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	-1319
Differenzkosten insgesamt	14305	5032

**Abb. 8-1: Durchschnittskosten des WKK-Ausbaus
(Sensitivität im Vergleich zur Basisannahme)**



8.9 Sensitivität Strategie (ungekoppelte) GuD-Anlagen

In dieser Sensitivitätsrechnung wird geprüft, welche Kosteneffekte sich ergeben, wenn an Stelle der dezentral orientierten WKK-Strategie die Versorgungslücken durch grosse zentral gebaute GuD-Anlagen ohne Wärmeauskopplung gefüllt werden. In der Moratoriumsinitiative wurde anders als bei der SoA-Initiative offen gelassen, wie die Angebotslücken gedeckt werden sollen. Ein Gebot zur Abwärmenutzung gibt es in der Moratoriumsinitiative nicht. Dennoch wurde in den Basisrechnungen wie für die SoA-Variante die WKK-Strategie unterstellt. Es ist deshalb angebracht zu prüfen, wie sich die Kosten bei einer GuD-Strategie im Vergleich zur WKK-Strategie verändern. Folgende Annahmen wurden zugrundegelegt:

- Die GuD-Anlagen werden als grosse zentrale Blöcke im Leistungsbereich zwischen 50 und 400 MW_{el} konzipiert.
- Die Vollbenutzungsstunden liegen bei rd. 5250 h/a, die spezifischen Investitionskosten zwischen 750 und 1100 Fr./KW_{el}, die gegenwärtigen Brennstoffpreise zwischen 2 und 2.5 Rp/KW_{el}, der elektrische Wirkungsgrad zwischen 56 und 59 %.
- Die spezifischen Stromgestehungskosten dieser Anlagen variieren gegenwärtig zwischen 5.2 und 7.2 Rp/kWh, im Durchschnitt liegen sie bei 5.8 Rp/kWh. Bezieht man die Steigerungen der Brennstoffpreise mit ein, liegen sie im Durchschnitt zwischen 2015 und 2020 etwa bei 6.2 bis 6.6 Rp/kWh.

Die übrigen Annahmen der Gesamtstrategie (Volumen der Stromeinsparungen, Brennstoffpreise) bleiben gegenüber den Basisannahmen unverändert. Ein Zertifikatehandel gibt es bei dieser Strategie nicht, Zubau von Stromerzeugung auf Basis regenerativen Energien spielt innerhalb dieser Strategie aufgrund der fehlenden Konkurrenzfähigkeit keine Rolle.

Tabelle 8-11 fasst die Kosteneffekte dieser Annahmen für beide Stilllegungsvarianten zusammen: Dabei zeigt sich ein doch überraschendes Ergebnis: Betrachtet man die gesamten Differenzkosten, d.h. inkl. der CO₂-Neutralisierungskosten, dann fällt auf, dass die Unterschiede zur WKK-Strategie mit insgesamt 2.3 Mrd. Fr. bei der SoA-Variante und mit 1.4 Mrd. Fr. bei der Variante M+ (40) gering ausfallen. Schaut man sich die einzelnen Kostenkomponenten an, erkennt man, dass die Kostenvorteile der GuD-Anlagen zwar deutlich ausgeprägt sind, sie belaufen sich auf mehr als 9 Mrd. Fr. bei der Variante SoA bzw. 4.6 Mrd. Fr. bei der Variante M+ (40). Dies ist nicht überraschend, überraschend ist dagegen, dass dieser Kostenvorteil zu einem grossen Teil (rd. 2/3) durch die höheren Kosten der CO₂-Neutralisierung und durch höhere Netzkosten wieder ausgeglichen wird (vgl. Tabelle 8-11).

Tabelle 8-11: Differenzkosten der KKW-Stilllegung für Energiegesetz nach Kostenkomponenten, Stilllegungsvariante SoA, in Mio Fr., Sensitivität Strategie (ungekoppelte) GuD-Anlagen

Stilllegungsvariante SoA	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-15933	-15933
WKK- bzw. GuD-Strategie (Mehrausgaben)	22698	13569
Exportänderungen (Mindererlöse)	10343	10198
Stromsparen (Mehrausgaben)	3311	3311
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	858	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	3842	9735
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1971	0
Differenzkosten insgesamt	23149	20880
Diskontierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-10695	-10695
WKK- bzw. GuD-Strategie (Mehrausgaben)	13786	8210
Exportänderungen (Mindererlöse)	7530	7530
Stromsparen (Mehrausgaben)	2028	2028
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	506	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2382	5889
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1232	0
Differenzkosten insgesamt	14305	12962
Stilllegungsvariante M+ (40)	Referenz EnG	Sensitivität
Kumulierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-8732	-8732
WKK- bzw. GuD-Strategie (Mehrausgaben)	11997	7444
Exportänderungen (Mindererlöse)	5045	5631
Stromsparen (Mehrausgaben)	1787	1787
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	305	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	2076	3788
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-1115	0
Differenzkosten insgesamt	11361	9917
Diskontierte Kosten 2004-2030		
KKW-Stilllegung (Minderausgaben)	-5265	-5127
WKK- bzw. GuD-Strategie (Mehrausgaben)	6632	4146
Exportänderungen (Mindererlöse)	3262	3585
Stromsparen (Mehrausgaben)	1051	1051
Reg. Stromerzeugung (Mehrausgaben)	167	0
CO ₂ -Neutralisierung (Mehrausgaben)	1153	2104
Vermiedene Netzkosten (Minderausgaben)	-618	0
Differenzkosten insgesamt	6381	5759

Literaturverzeichnis

ASUE: BHKW-Kenndaten. Blockheizkraftwerke in der Praxis. 1997

Baumgartner, W.: Neue Wärmepumpenstatistik: 53'000 elektrische Wärmepumpen in Betrieb. In: Bulletin SEV/VSE 24/99

BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover 1998

Böhnisch, H.; Langniss, O.; Nitsch, J.; Staiss, F.: Einsatzbereich und Wirtschaftlichkeit von Blockheizkraftwerken in Kommunen. In: Elektrizitätswirtschaft, 1996

Bundesamt für Energie: Vereinbarung über Geschirrspüler für den Haushaltsgebrauch. 16.10.1999

Bundesamt für Energie: Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten. 22.12.1999

Bundesamt für Energie: Anforderungen an das Inverkehrbringen von Haushaltskühl- und Gefriergeräten und entsprechenden Kombinationen. 24.12.1999

Bundesamt für Energie: Auswirkungen einer längeren resp. kürzeren Betriebsdauer der KKW auf die Entsorgungskosten. März 2000

Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1999

Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1999

Bundesamt für Energie: Stilllegungsfonds für Kernanlagen. Beiträge für die Periode 1999 – 2001. Dezember 1999

Bundesamt für Konjunkturfragen: Wärmekraftkopplung. Gasmotor-Blockheizkraftwerke effizient planen, bauen und betreiben. In: RAVEL im Wärmesektor, 1995

Buser, H.; Kunz, St.; Horbarty, R.: Windkraft und Landschaftsschutz. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Dezember 1996

Buser, H.: Windenergie – Potential der Windenergie in der Schweiz. In: Schweizer Ingenieur und Architekt Nr. 7, 18.02.2000

Bush, E.: Zielwerte von Elektrogeräten: Auswertung der Datenerhebung 1997. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. 31.08.1998

CEPE, ETH Zürich: Variation des Elektrizitätsverbrauchs der Bürogeräte in den Szenarien M+ (40) und SoA. Mai 2000

CO₂-Gesetz: Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen. 8.10.1999

Cuénod, R.; Martelli, S.: Wasserkraftanlagen erfolgreich modernisieren: eine profitable, erneuerbare Energieform. In: Bulletin SEV/VSE 2/99

Dr. Eicher + Pauli AG: Technisches und wirtschaftliches WKK-Potential mit Heizöl extra leicht in der Schweiz. 1997

Dr. Eicher + Pauli AG: Technisches und wirtschaftliches Wärmekraftkopplungspotential in den erdgasversorgten Regionen der Schweiz. 1997

Dreier, Th.; Fischer, F.; Wagner, U.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung eines Personal Computers. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50. Jg. (2000)

Econcept/Infras: Förderprogramm FAG im Gebäudebereich, Bereinigungsgruppe Bund/Kantone, 4. Arbeitspapier. Februar 2000

Econcept/Infras: Förderstrategien für den Einsatz einer Energieabgabe. Arbeitsbericht. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Oktober 1999

Econcept: Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten. Ergebnisse der Kostenerhebungen, Arbeitsbericht. September 1999

Econcept: Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Markttöffnung im Elektrizitätsbereich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. September 1997

Econcept: Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Juni 1999

Eidgenössische Volksinitiative „MoratoriumPlus – Für die Verlängerung des Atomkraftwerk-Baustopps und die Begrenzung des Atomrisikos (MoratoriumPlus)“, 22.10.1999

Eidgenössische Volksinitiative „Strom ohne Atom – Für eine Energiewende und die schrittweise Stilllegung der Atomkraftwerke (Strom ohne Atom)“, 22.10.1999

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation: Verordnung über den Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke. Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens. 15.09.1999

Electrowatt Engineering: Finanzbedarf zur Erhaltung bestehender Wasserkraftwerke und zur Verbesserung der Ökologie der Gewässer im schweizerischen Alpenraum. Regierungskonferenz der Gebirgskantone. 9.08.1998

Energiegesetz (EnG) vom 16. Juni 1998 (Stand am 19. Januar 1999)

Kröger, W.; Sarlos, G.; Haldi, P.-A.; Hirschberg, S.: Nachhaltige Entwicklung und Energie. Im Auftrag der Schweizerischen Gesellschaft der Kernfachleute (SGK). Mai 2000

EWI: Charakterisierung und Bewertung verschiedener Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin, 2000

Fischer, M.; Nitsch, J.; Pehnt, M.; Stuttgart: Brennstoffzellensysteme: Vorteile, Herausforderungen und Marktchancen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000) Heft 6

Förderabgabegesetz (FAG), 8.10.1999

Gailfuss, M.; Ardone, A.: Zukünftige BHKW-Potentiale im kommunalen Bereich. Eine Prognose für das Jahr 2010. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jg. (1998) Heft 10

Gantner, U.; Jakob, M.; Hirschberg, S.: Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen – Ökologische und ökonomische Betrachtungen, DRAFT-Version, 11. Mai 2000

Gubser, H. R.: Grenzen und Möglichkeiten einer dezentralen Stromversorgung in der Schweiz. 1997

Gubser, H.: Stromproduktionsstandort Schweiz. Voraussetzungen für den Markt / Die Schweizer Kernenergie im offenen Markt. VSE-Symposium 2000

Gummert, G.: Planung, Aufstellung und Betrieb von Brennstoffzellen-Heizkraftwerken. In: Bulletin SEV/VSE 10/98

Haberzettl, M.V.; Ludwigsburg: Zertifikatehandel als neues Förderinstrument im Wettbewerb? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000) Heft 9

Hauenstein, W.: Wasserkraft und Liberalisierung. In: Bulletin SEV/VSE 2/99

Höckel, M.: Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken. In: Bulletin SEV/VSE 2/95

ifo Institut: Heizkostenvergleich Preisstand Winter 1997/98. 1998

IKARUS, Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien: Datenbank Version 3.0

Kaufmann, U. (Dr. Eicher + Pauli): Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz 1990 bis 1998. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. 1999

Kaufmann, U. (Dr. Eicher + Pauli AG); Moser, M.; Beck, M. (Bundesamt für Energie): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Schlussbericht: Grundlagen, Methodik und Auswertungen 1990-1998. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Dezember 1999

Leutwiler, H.: Reaktivierung Kleinwasserkraftwerk Perlen. In: Bulletin SEV/VSE 10/00

Mutzner, J.: The Swiss Electricity Supply Industry. Development and Structure. 1997

Nitsch, J. u.a.: Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärmekopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung der DLR und des ZSW Stuttgart im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. Stuttgart 1994

Pfaffenberger, W.; Gerdey, H.-J.: Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Ausstiegs der Schweiz aus der Kernenergie. 22.2.2000

Polygon/Universität Freiburg: Abschätzung des PV-Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark. 1995

Preinreich, G: Jährliche Rückstellungen der schweizerischen Kernkraftwerke für die nukleare Entsorgung. 2000

Prognos AG (1996a): Energieperspektiven der Szenarien I bis III 1990 – Synthesbericht. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. 1996

Prognos AG (1996b): Perspektiven des Energieverbrauchs der Privaten Haushalte für die Szenarien I bis III. Oktober 1996

Prognos AG (1999): Szenario zur Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Schweiz. Dezember 1999

Prognos AG/EWI: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 1999

- Prognos AG: Energetische und klimatische Auswirkungen der Förderabgabe und der Abgabe gemäss Grundnorm. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft. Juni 2000
- Rosenbauer, G.; Kraft-Wölfel, G.: Kleinst-Blockheizkraftwerke. Betriebserfahrungen, Wirtschaftlichkeit, Emissionen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48. Jg. (1998) Heft 6
- SATW: CH 50 % - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien. 1999
- Schleiss, A.: Perspektiven der Schweiz im weltweiten Ausbau der Wasserkraft. In: Bulletin SEV/VSE 23/98
- Schmitz, R.: Verbrauchszielwerte für elektrische und elektronische Geräte. In: Bulletin SEV/VSE 18/99
- Schweizerischer Fachverband für Wärmekraftkopplung: Wärmekraftkopplung. Die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom. 1998
- Schweizerischer Wissenschaftsrat: Fortgeschrittene Nuklearsysteme. Review Study 1999
- Stadtwerke Hannover AG: Blick zurück nach vorn. Least-Cost-Planning. Hannover, 2000
- STG – Coopers & Lybrand: Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle. 1997
- UAK (Unterausschuss Kernenergie) der UeW (Ueberlandwerke): Ermittlung der Entsorgungskosten der Schweizer Kernkraftwerke. Aktualisierung 1998, Revision 2. 1999
- Wagner, J.-J.; König, S.: Brennstoffzellen – Funktion, Entwicklungsstand, künftige Einsatzgebiete. In: Elektrizitätswirtschaft, 1997
- Wokaun, A.: Alternativenenergien auf dem Prüfstand. Paul Scherrer Institut (PSI)
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Kurzexpertise zur Wirksamkeit verschiedener Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. 2000
- Zogg, M.: Maximale Primärenergienutzung und CO₂-Reduktion mit Wärmepumpenheizsystemen. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Juni 1998

Anhang 1

Elektrizitätsbilanzen im Politikfall Energiegesetz, Hohes BIP

(Tabellen und Abbildungen)

Anhangtabelle 1-1A:

Elektrizitätsversorgung Referenz (Energiegesetz), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	32900	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie	22398	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	15720
Thermische Produktion	1480	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion(ohne WKK)	848	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien	7	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung	56785	59848	59987	60650	60730	60835	58175	52866	53025
Importe	8586	16388	18792	18032	17244	17244	11103	16585	16439
Bezugsrechte	8586	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	2908	8390	8244
Exporte	15722	23816	24858	21529	18658	18380	9177	9317	9324
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3093	3093
übrige Exporte	12518	20612	21654	18325	15454	15176	5973	6224	6231
Mittlere Saldo	-7136	-7428	-6066	-3497	-1414	-1136	1926	7268	7114
Mittlere Beschaffung (Angebot)	49649	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139
Landesverbrauch	49649	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139

Anhangtabelle 1-1B:

Elektrizitätsversorgung Referenz (Energiegesetz), GWh

WINTER	89/90	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	14739	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie	12731	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	8936
Thermische Produktion	896	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion(ohne WKK)	498	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien	4	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung	28371	30204	30238	30601	30647	30724	29227	26216	26317
Importe	4584	8766	10001	9566	9172	9172	6070	9067	8987
Bezugsrechte	4584	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	1590	4587	4507
Exporte	5787	10081	10448	8527	6839	6626	1706	1644	1644
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1644	1644
übrige Exporte	4081	8375	8742	6821	5133	4920	0	0	0
Mittlere Saldo	-1203	-1315	-447	1039	2333	2546	4364	7423	7343
Mittlere Beschaffung (Angebot)	27168	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660
Landesverbrauch (Nachfrage)	27168	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660

Anhangtabelle 1-2A:
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(Energiegesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Neutralisierung), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	16143	8515	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	52568	45092	36825	37004	37145	37305
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	11103	16585	16439
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	2908	8390	8244
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	24858	13447	6776	2578	2260	2149	2198
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2260	2260	2149	2198
übrige Exporte	12518	16703	20612	21654	10243	3572	318	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6066	4585	10468	14666	8843	14436	14241
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53921	57153	55561	51490	45847	51581	51545
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-3755	-8208	-14254	-8552	-8594
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	346	5110	10970	15148	12823	11108
Stromsparen	0	0	0	0	346	1194	1805	2317	2573	2784
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	188	286	286	286
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	3916	8977	12545	9964	8038
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	346	1355	2762	894	4271	2514
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53921	56807	58122	57894	57785	57560	57355

Anhangtabelle 1-2B:
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(Energiegesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Neutralisierung), GWh

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	9176	4840	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	26007	21759	17077	17193	17280	17382
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	6070	9067	8987
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1590	4587	4507
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10448	3933	1706	1187	1187	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1187	1187	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8742	2227	0	0	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-447	5633	7466	7985	4883	7942	7862
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29791	31640	29225	25062	22076	25222	25243
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-3755	-8208	-11515	-8417	-8417
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	269	3757	8211	11523	9898	8421
Stromsparen	0	0	0	0	269	921	1415	1812	2033	2222
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	121	182	182	182
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	2836	6675	9529	7684	6017
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	269	2	3	9	1482	5
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29791	31371	32059	31855	31778	31606	31438

Anhangtabelle 1-3A:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(Energiegesetz, Stilllegungsvariante M+(40) mit CO2-Neutralisierung), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	24225	21507	16143	8515	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	60650	58085	52968	45519	37145	37305
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	11103	16585	16439
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	2908	8390	8244
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	24858	21529	16013	10513	3714	2250	2149
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2250	2149
übrige Exporte	12518	16703	20612	21654	18325	12809	7309	510	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6066	-3497	1231	6731	7389	14335	14290
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	52908	51480	51594
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	-7194	-8653	-8545
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	29	366	870	9611	11135	11397
Stromsparen	0	0	0	0	29	366	870	1292	1575	1836
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	109	166	166
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	8210	9394	9394
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	29	366	870	2417	2482	2852
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53921	57124	58950	58829	58810	58558	58303

Anhangtabelle 1-3B:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(Energiegesetz, Stilllegungsvariante M+(40) mit CO2-Neutralisierung), GWh

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	13770	12225	9176	4840	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	30601	29143	26252	22033	17280	17382
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	6070	9067	8987
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1590	4587	4507
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10448	8527	5336	2154	1706	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8742	6821	3630	448	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-447	1039	3836	7018	4364	7942	7862
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	26397	25222	25243
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	-7194	-8417	-8417
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	15	277	723	7197	8423	8646
Stromsparen	0	0	0	0	15	277	723	1080	1321	1543
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	72	110	110
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	6046	6993	6993
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	15	277	723	4	7	229
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29791	31625	32703	32547	32511	32318	32117

Anhangtabelle 1-4A:
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(Energiegesetz, Stilllegungsvariante M+(50) mit CO2-Neutralisierung), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	8286
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	60650	60730	60835	58175	52866	45591
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	11103	16585	16439
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	2908	8390	8244
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	24858	21529	18658	18380	9177	9317	6116
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3093	3093
übrige Exporte	12518	16703	20612	21654	18325	15454	15176	5973	6224	3023
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6066	-3497	-1414	-1136	1926	7268	10323
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	55914
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4226
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5779
Stromsparen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5779
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1553
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53921	57153	59316	59699	60102	60133	60139

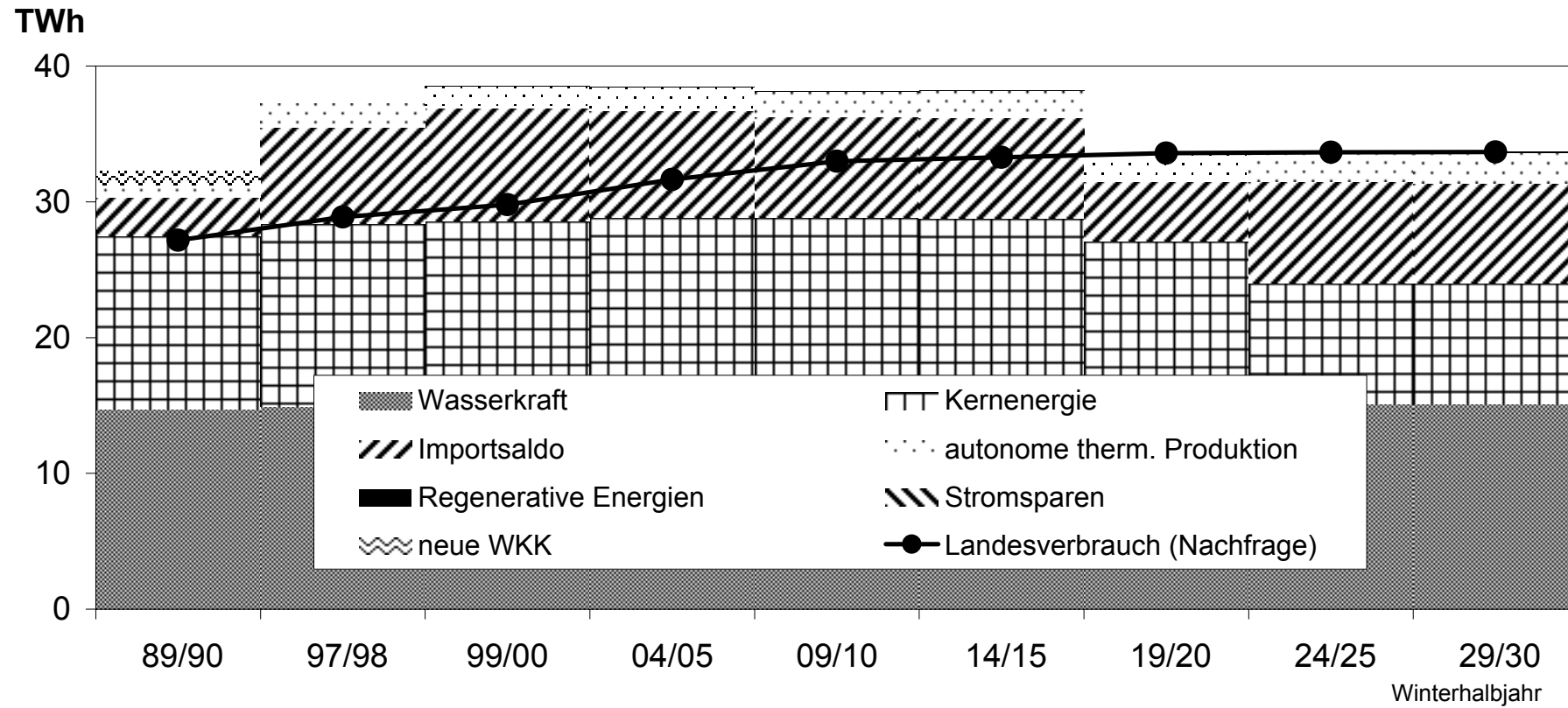
Anhangtabelle 1-4B:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

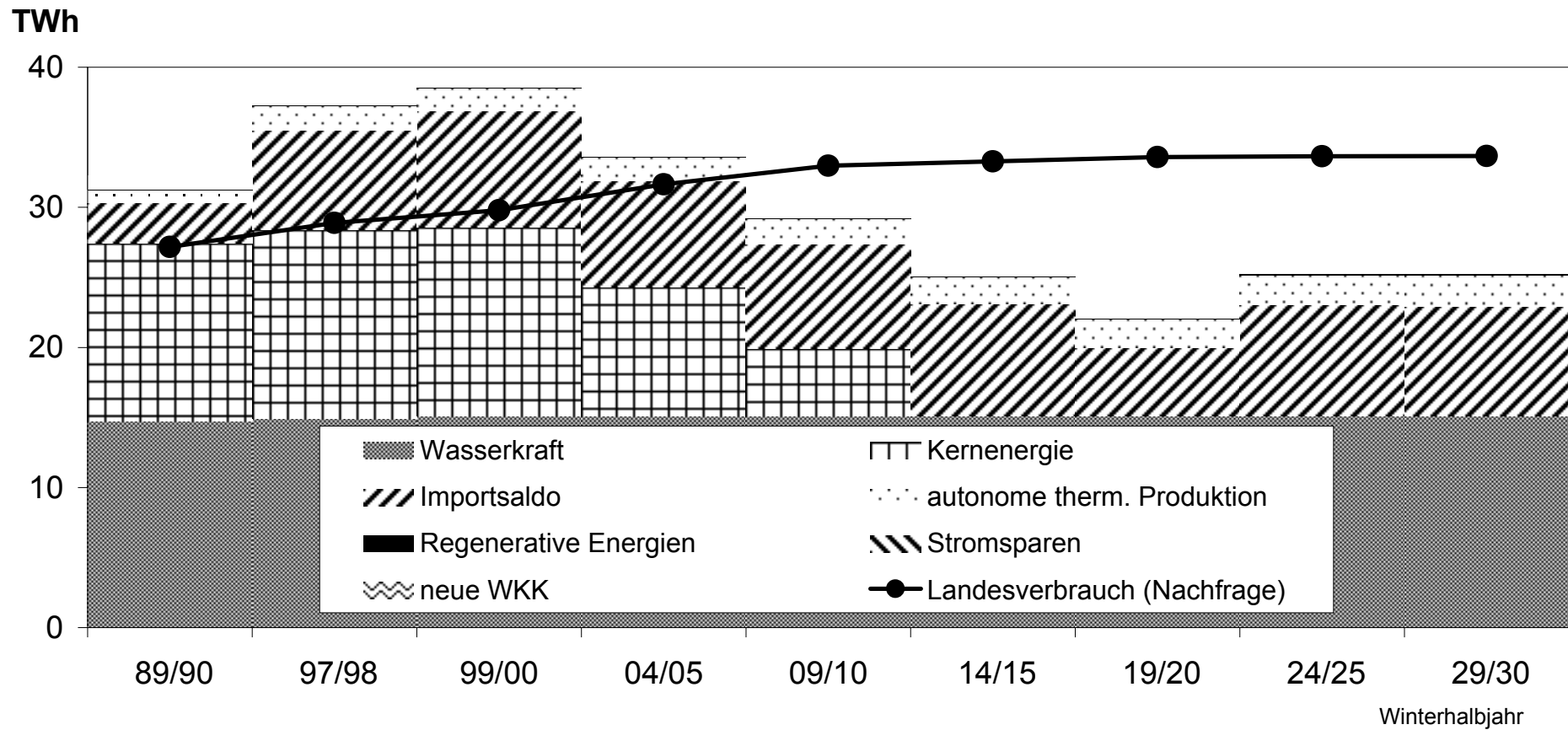
(Energiegesetz, Stilllegungsvariante M+(50) mit CO2-Neutralisierung), GWh

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	4710
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	30601	30647	30724	29227	26216	22092
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	6070	9067	8987
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1590	4587	4507
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10448	8527	6839	6626	1706	1644	1644
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1644	1644
übrige Exporte	4081	6099	8375	8742	6821	5133	4920	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-447	1039	2333	2546	4364	7423	7343
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	29434
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4226
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4230
Stromsparen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4230
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29791	31640	32980	33270	33591	33638	33660

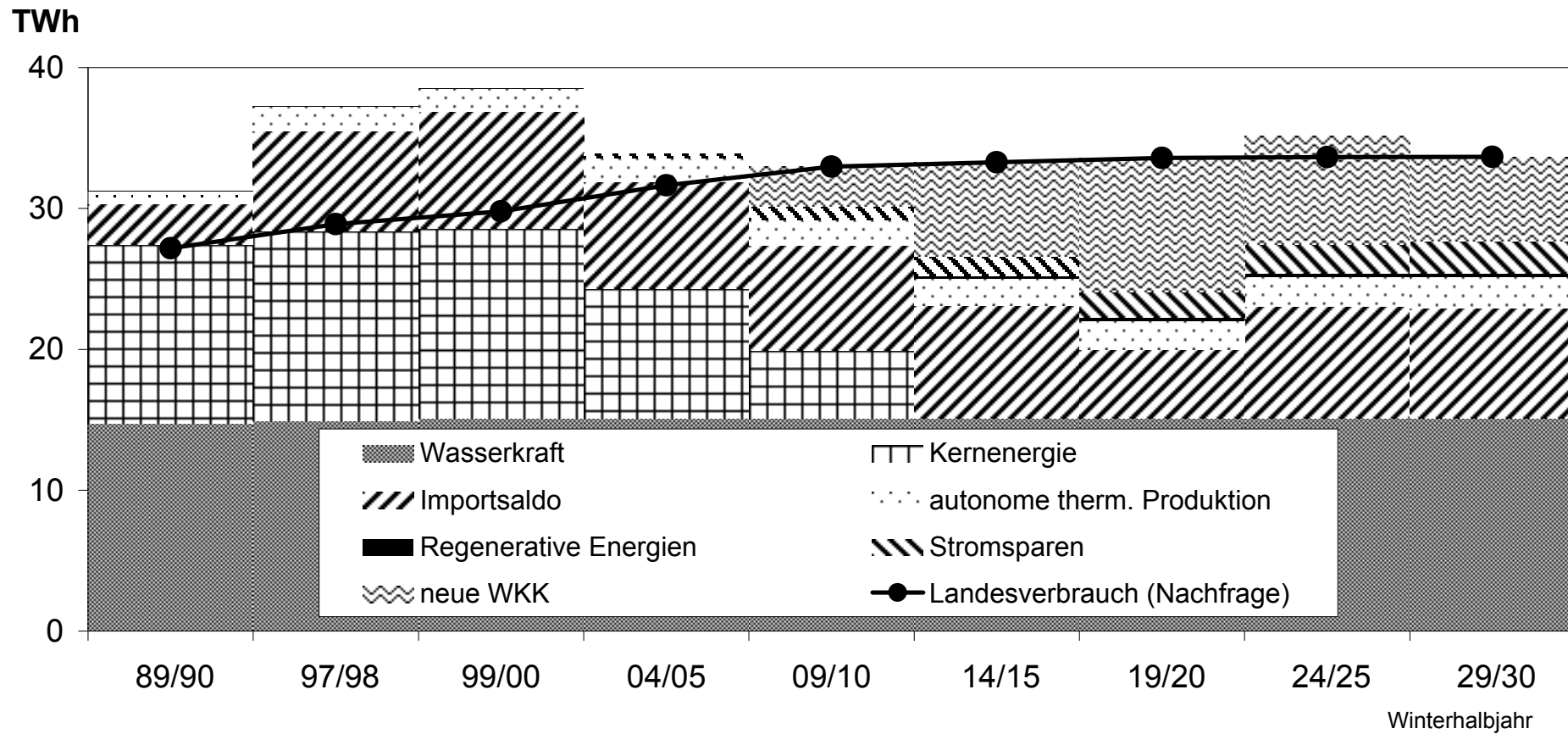
**Anhang 1-5: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz: Referenz**



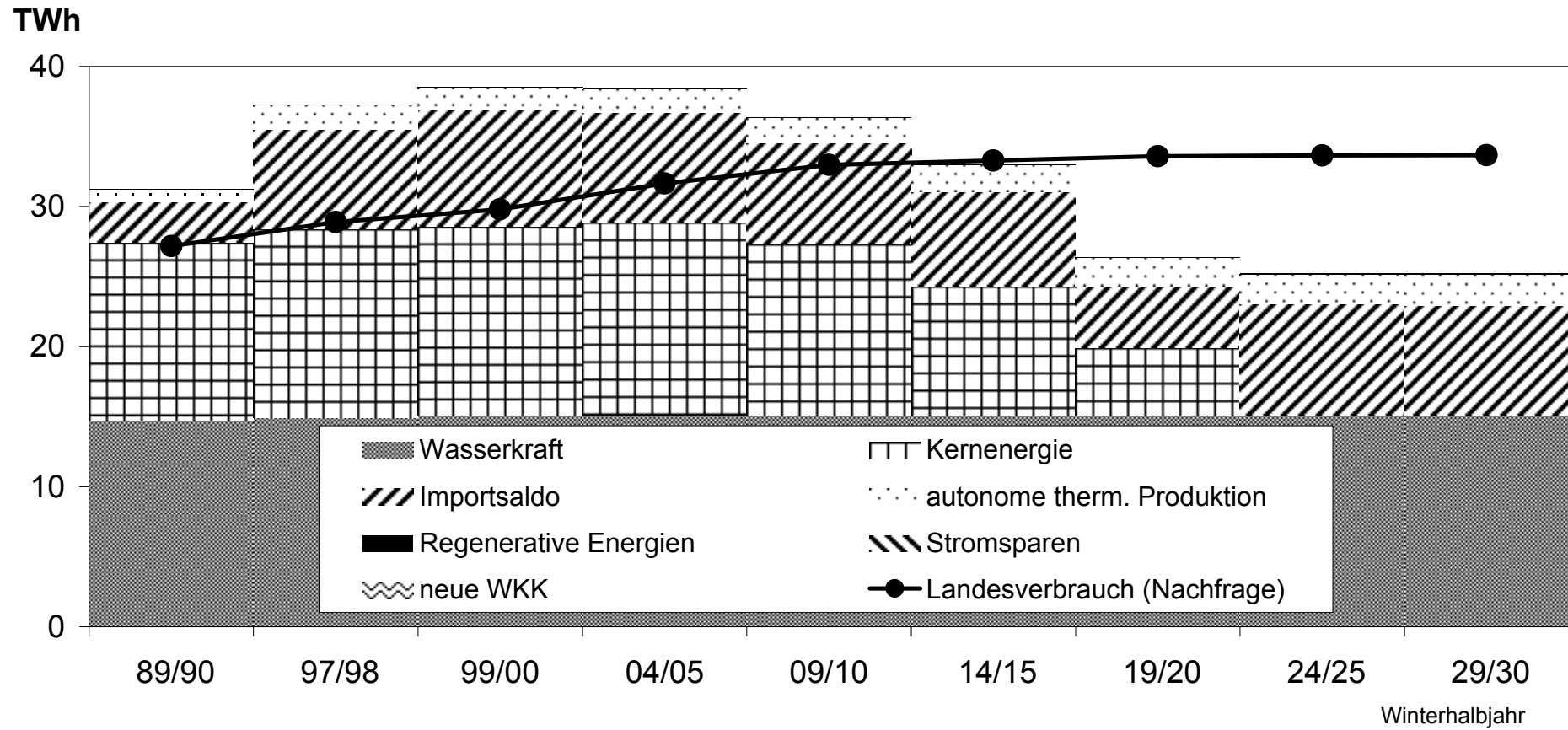
Anhang 1-6: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung - Lücke
Energiegesetz: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)



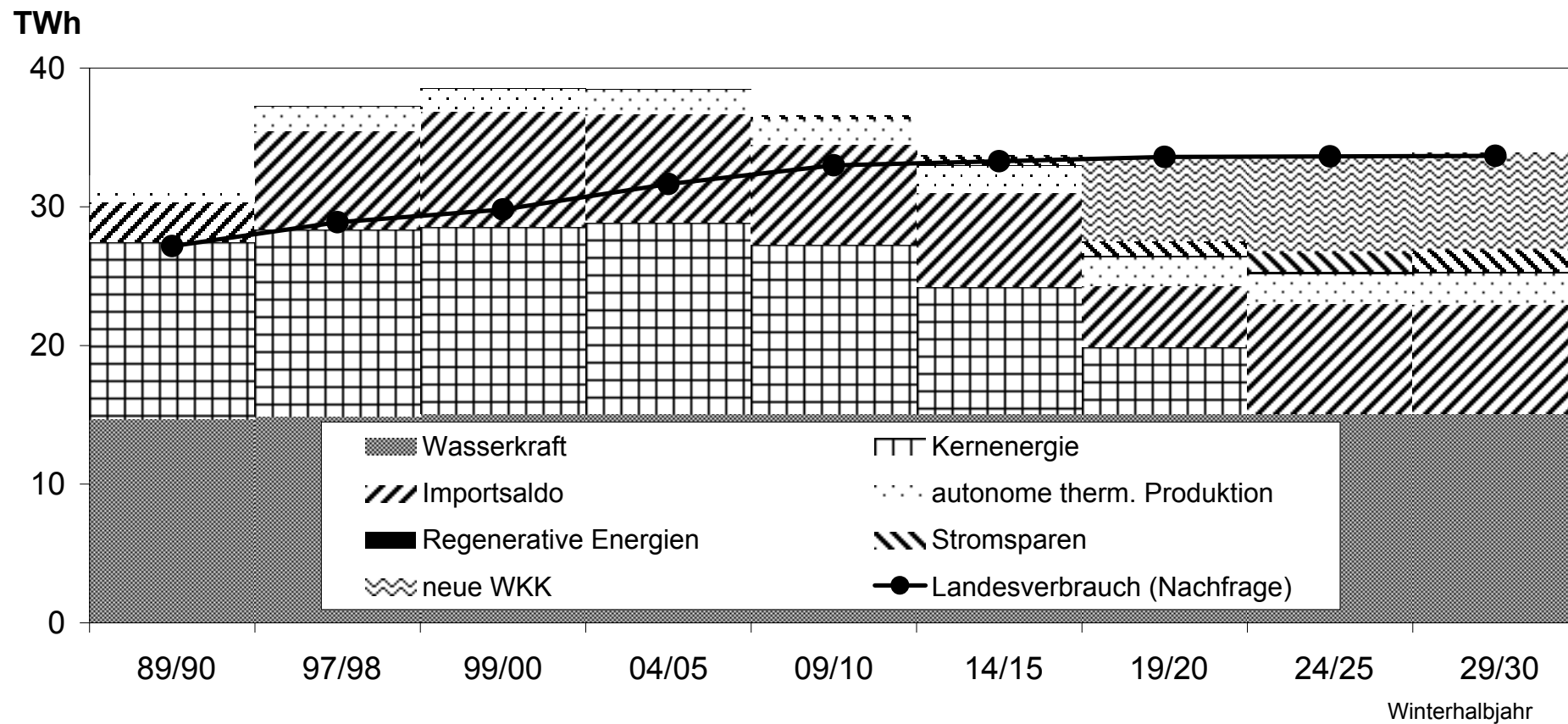
Anhang 1-7: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz mit CO2-Neutralisierung: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)



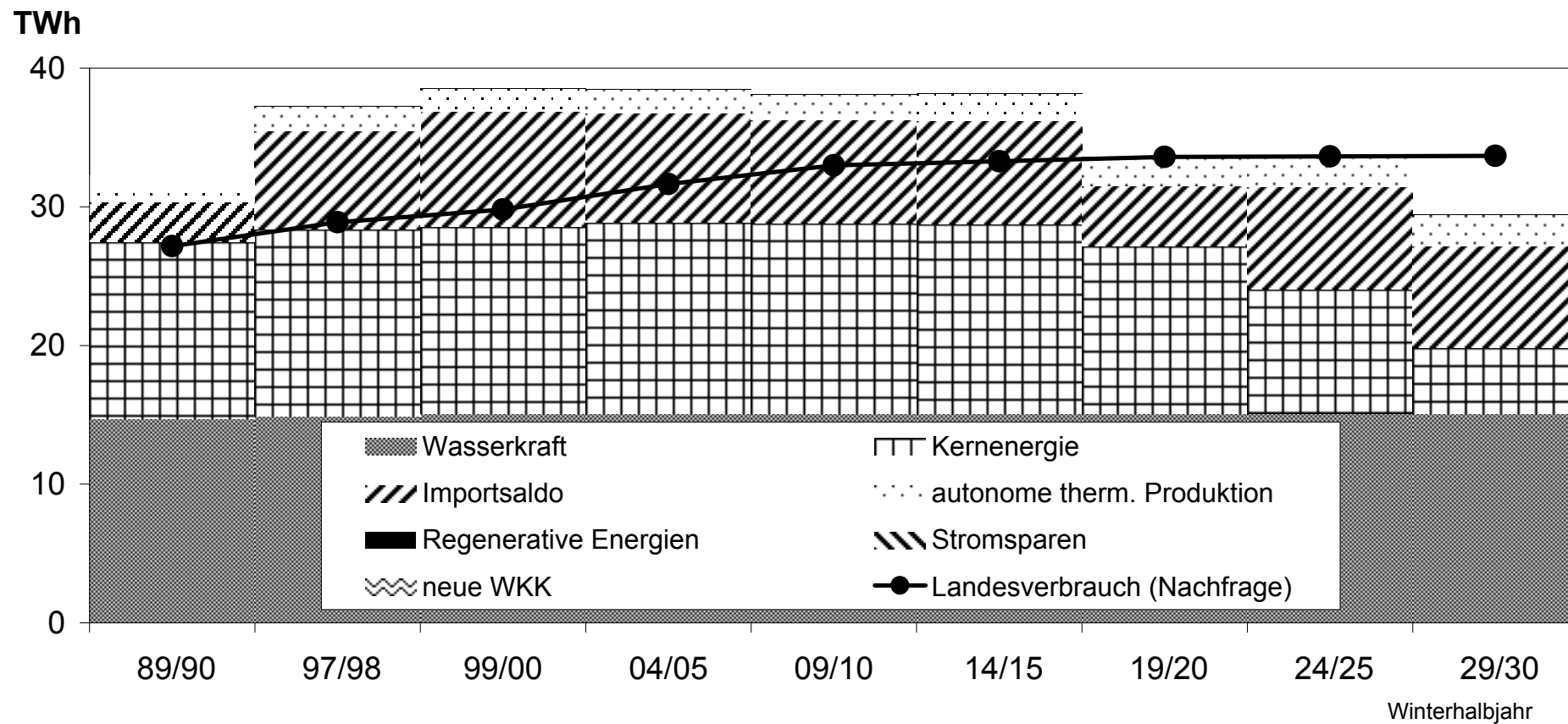
Anhang 1-8: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung - Lücke
Energiegesetz: Lebensdauer 40 Jahre (M+(40))



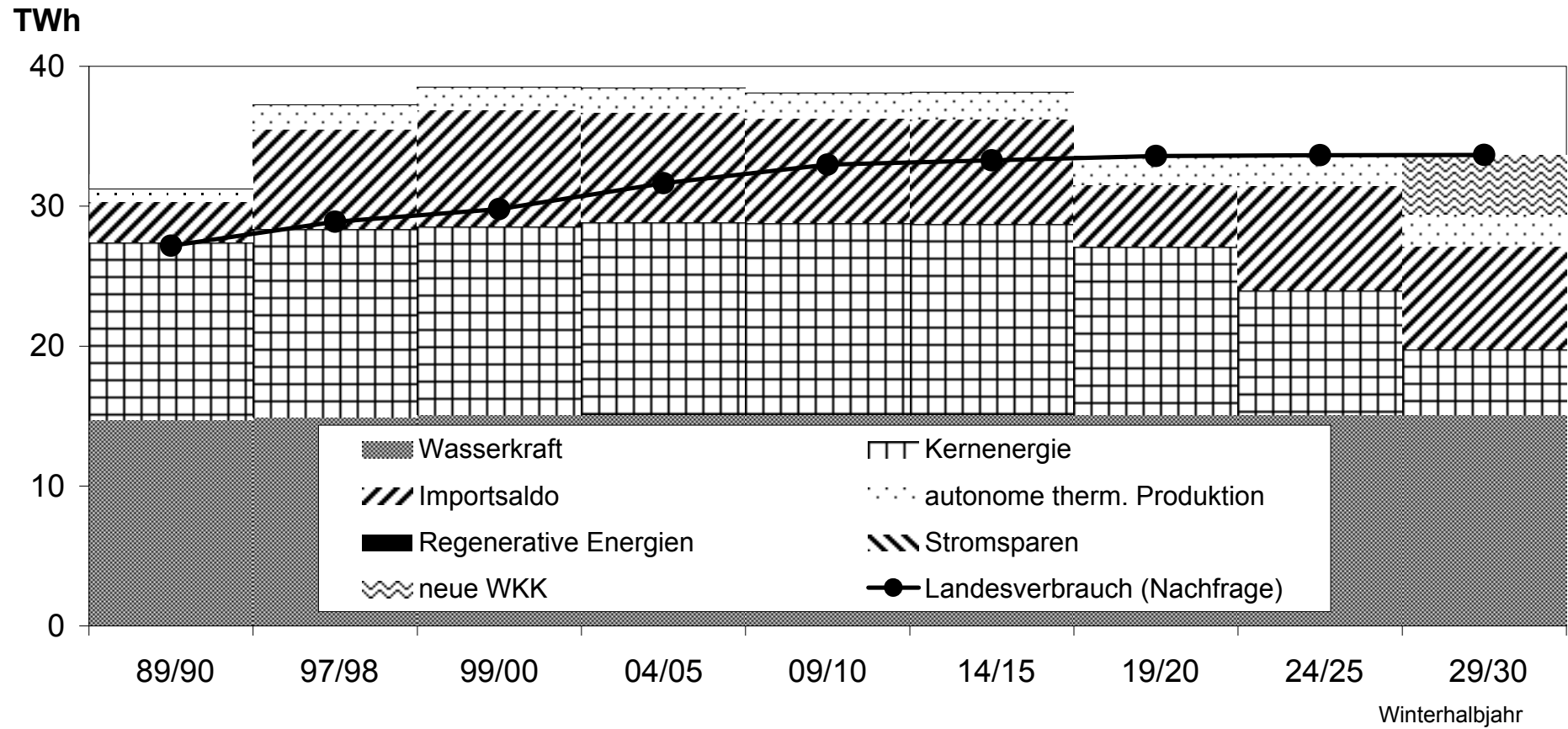
Anhang 1-9: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
Energiegesetz mit CO2-Neutralisierung: Lebensdauer 40 Jahre (M+(40))



Anhang 1-10: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung - Lücke
Energiegesetz: Lebensdauer 50 Jahre (M+(50))



Anhang 1-11: Perspektiven der Energieversorgung
Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung: Lebensdauer 50 Jahre (M+(50))



Anhang 2

Elektrizitätsbilanzen im Politikfall CO₂-Gesetz, Hohes BIP

(Tabellen und Abbildungen)

Anhangtabelle 2-1A:

Elektrizitätsversorgung Referenz (CO2-Gesetz), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	32900	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie	22398	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	15720
Thermische Produktion	1480	2884	2720	2872	2996	3080	3124	3169	3214
Thermische Produktion(ohne WKK)	848	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	1082	1197	1227	1256	1285	1314	1344	1373
Klein-WKK	82	373	425	460	477	492	508	524	540
Andere Energien	7	23	25	43	79	116	152	170	188
Mittlere Nettoerzeugung	56785	59848	59987	60641	60727	60705	57947	52560	52623
Importe	8586	16388	18792	18032	17244	17244	11628	17193	17163
Bezugsrechte	8586	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	3433	8998	8968
Exporte	15722	23816	24858	21470	18502	18048	9232	9380	9403
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3093	3093
übrige Exporte	12518	20612	21654	18266	15298	14844	6028	6287	6310
Mittlere Saldo	-7136	-7428	-6066	-3437	-1258	-804	2396	7812	7759
Mittlere Beschaffung (Angebot)	49649	52420	53921	57203	59470	59901	60343	60372	60382
Landesverbrauch (Nachfrage)	49649	52420	53921	57203	59470	59901	60343	60372	60382

Anhangtabelle 2-1B:

Elektrizitätsversorgung Referenz (CO2-Gesetz), GWh

WINTER	89/90	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	14739	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie	12731	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	8936
Thermische Produktion	896	1786	1630	1701	1771	1820	1848	1877	1906
Thermische Produktion(ohne WKK)	498	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	648	718	735	751	768	784	801	817
Klein-WKK	64	289	329	356	369	381	393	405	417
Andere Energien	4	12	13	24	47	70	93	105	116
Mittlere Nettoerzeugung	28371	30204	30238	30596	30647	30637	29075	26017	26057
Importe	4584	8766	10001	9566	9172	9172	6356	9399	9382
Bezugsrechte	4584	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	1876	4919	4902
Exporte	5787	10081	10448	8494	6754	6427	1706	1644	1644
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1644	1644
übrige Exporte	4081	8375	8742	6788	5048	4721	0	0	0
Mittlere Saldo	-1203	-1315	-447	1072	2419	2746	4650	7755	7738
Mittlere Beschaffung (Angebot)	27168	28889	29791	31668	33065	33383	33726	33772	33796
Landesverbrauch (Nachfrage)	27168	28889	29791	31668	33065	33383	33726	33772	33796

Anhangtabelle 2-2A:
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Zielerreichung), GWh

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	16143	8515	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2872	2996	3080	3124	3169	3214
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1227	1256	1285	1314	1344	1373
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	492	508	524	540
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	79	116	152	170	188
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	52558	45090	36695	36776	36839	36902
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	11628	17193	17163
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	3433	8998	8968
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	24858	13387	6705	2446	2260	2149	2198
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2260	2260	2149	2198
übrige Exporte	12518	16703	20612	21654	10183	3501	186	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6066	4645	10539	14798	9368	15044	14965
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53921	57203	55629	51493	46144	51883	51867
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53921	57203	59470	59901	60343	60372	60382
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-3841	-8408	-14199	-8489	-8515
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	346	5192	11215	15185	12846	11170
Stromsparen	0	0	0	0	346	1199	1820	2338	2592	2805
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	371	742	742	742
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	3993	9024	12105	9512	7622
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	346	1351	2807	986	4357	2654
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53921	56857	58271	58082	58005	57780	57576

Anhangtabelle 2-2B:
**Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Zielerreichung), GWh**

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	9176	4840	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1701	1771	1820	1848	1877	1906
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	735	751	768	784	801	817
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	381	393	405	417
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	47	70	93	105	116
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	26002	21758	16990	17042	17082	17122
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	6356	9399	9382
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1876	4919	4902
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10448	3900	1706	1187	1187	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1187	1187	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8742	2194	0	0	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-447	5666	7466	7985	5169	8274	8257
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29791	31668	29224	24975	22211	25355	25379
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29791	31668	33065	33383	33726	33772	33796
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-3841	-8408	-11515	-8417	-8417
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	271	3841	8413	11520	9870	8417
Stromsparen	0	0	0	0	271	931	1432	1835	2054	2245
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	240	479	479	479
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	2910	6741	9206	7336	5692
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	271	0	5	5	1453	0
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29791	31396	32135	31951	31891	31718	31551

Anhangtabelle 2-3A:
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante M+(40) mit CO2-Zielerreichung), GWh

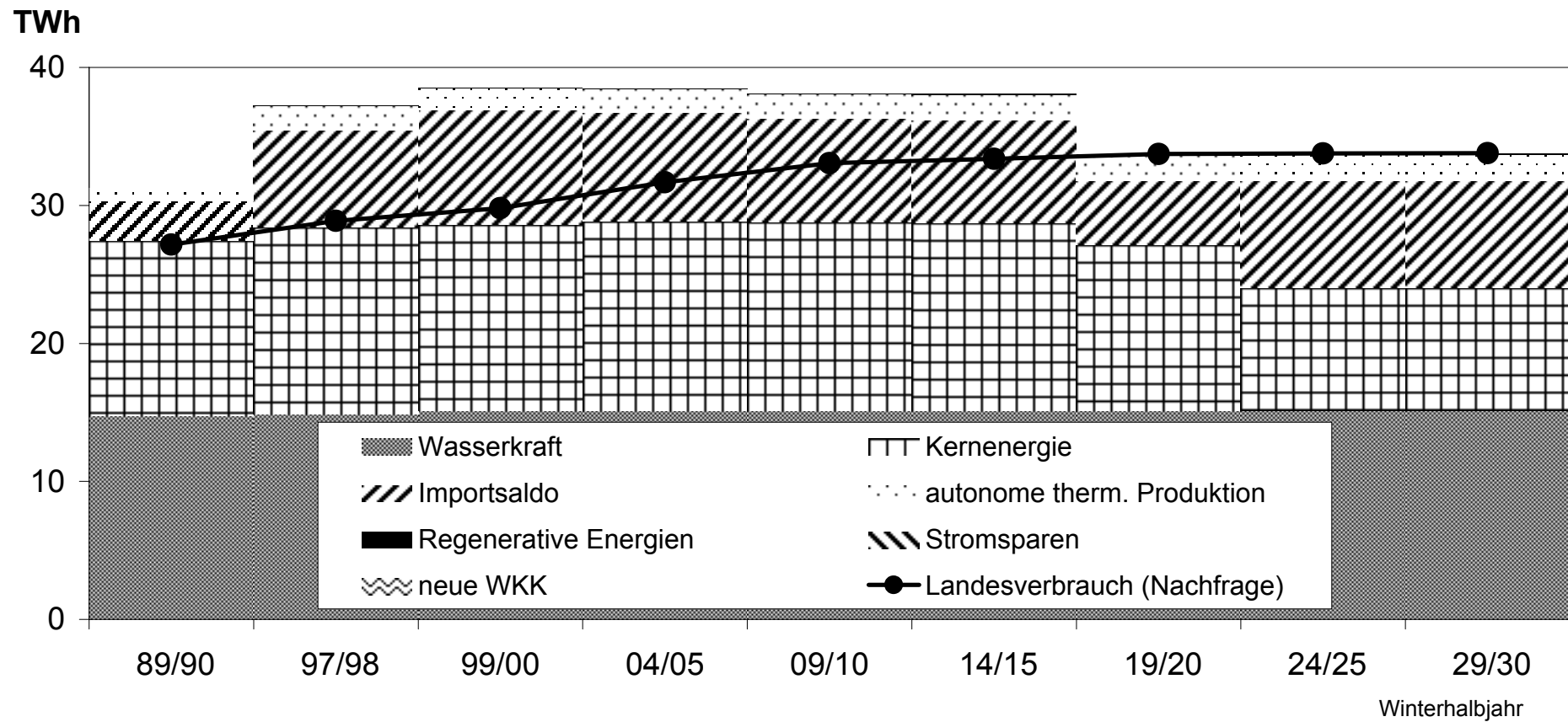
HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	24225	21507	16143	8515	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2872	2996	3080	3124	3169	3214
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1227	1256	1285	1314	1344	1373
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	492	508	524	540
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	79	116	152	170	188
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	60641	58082	52838	45291	36839	36902
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	11628	17193	17163
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	3433	8998	8968
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	24858	21470	15856	10181	3769	2250	2149
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2250	2149
übrige Exporte	12518	16703	20612	21654	18266	12652	6977	565	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6066	-3437	1388	7064	7858	14943	15014
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53921	57203	59470	59901	53149	51782	51916
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53921	57203	59470	59901	60343	60372	60382
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	-7194	-8590	-8466
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	29	366	876	9614	11134	11397
Stromsparen	0	0	0	0	29	366	876	1309	1598	1861
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	361	366	366
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	7944	9170	9170
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	29	366	876	2420	2544	2931
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53921	57175	59104	59025	59034	58773	58520

Anhangtabelle 2-3B:

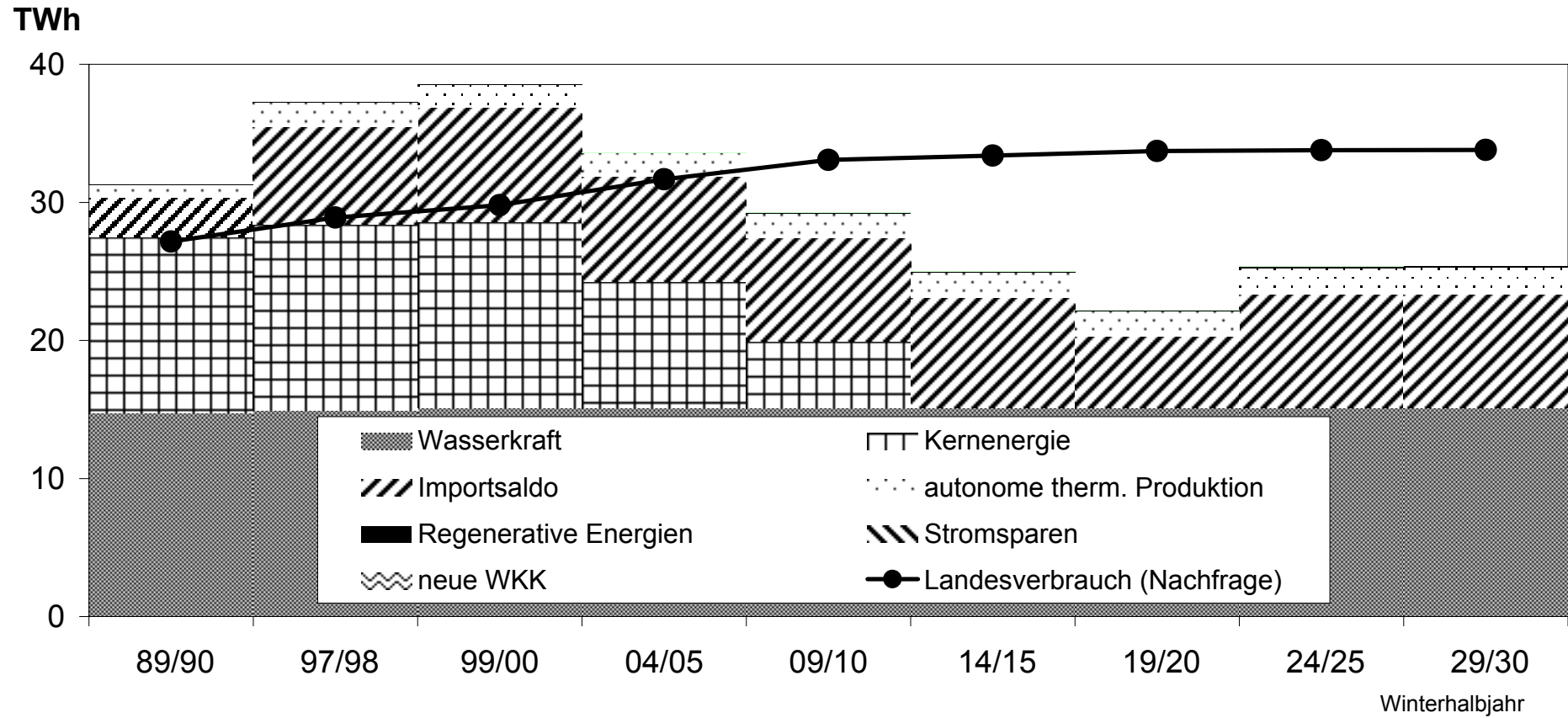
Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung
(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante M+(40) mit CO2-Zielerreichung), GWh

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	13770	12225	9176	4840	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1701	1771	1820	1848	1877	1906
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	735	751	768	784	801	817
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	381	393	405	417
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	47	70	93	105	116
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	30596	29143	26166	21881	17082	17122
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	6356	9399	9382
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1876	4919	4902
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10448	8494	5250	1955	1706	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8742	6788	3544	249	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-447	1072	3922	7217	4650	8274	8257
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29791	31668	33065	33383	26532	25355	25379
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29791	31668	33065	33383	33726	33772	33796
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	0	0	-7194	-8417	-8417
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	17	284	736	7198	8424	8647
Stromsparen	0	0	0	0	17	284	736	1101	1345	1568
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	0	237	238	238
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	0	0	5861	6841	6841
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	17	284	736	4	8	231
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29791	31651	32781	32647	32625	32427	32228

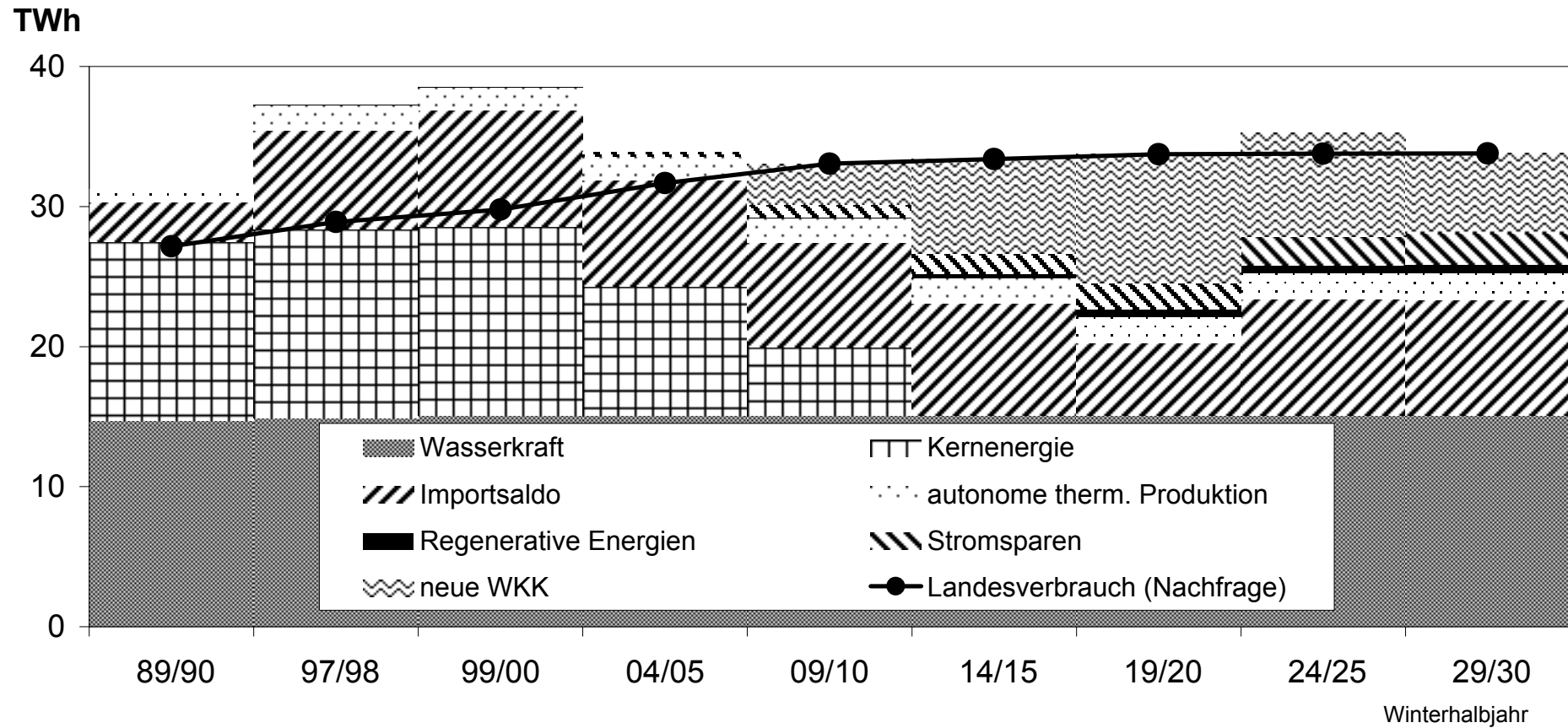
**Anhang 2-5: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
CO₂-Gesetz: Referenz**



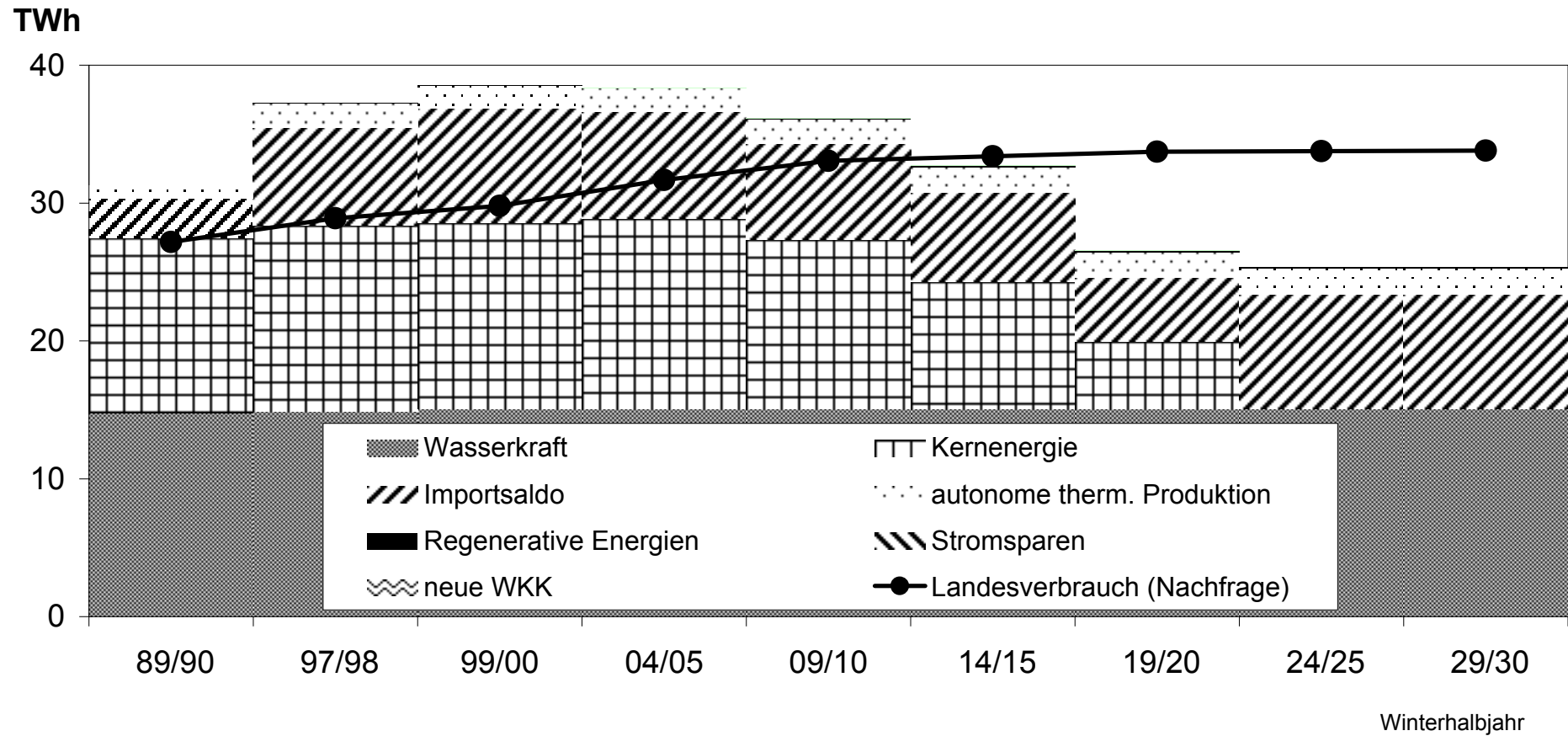
Anhang 2-6: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung - Lücke
CO₂-Gesetz: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)



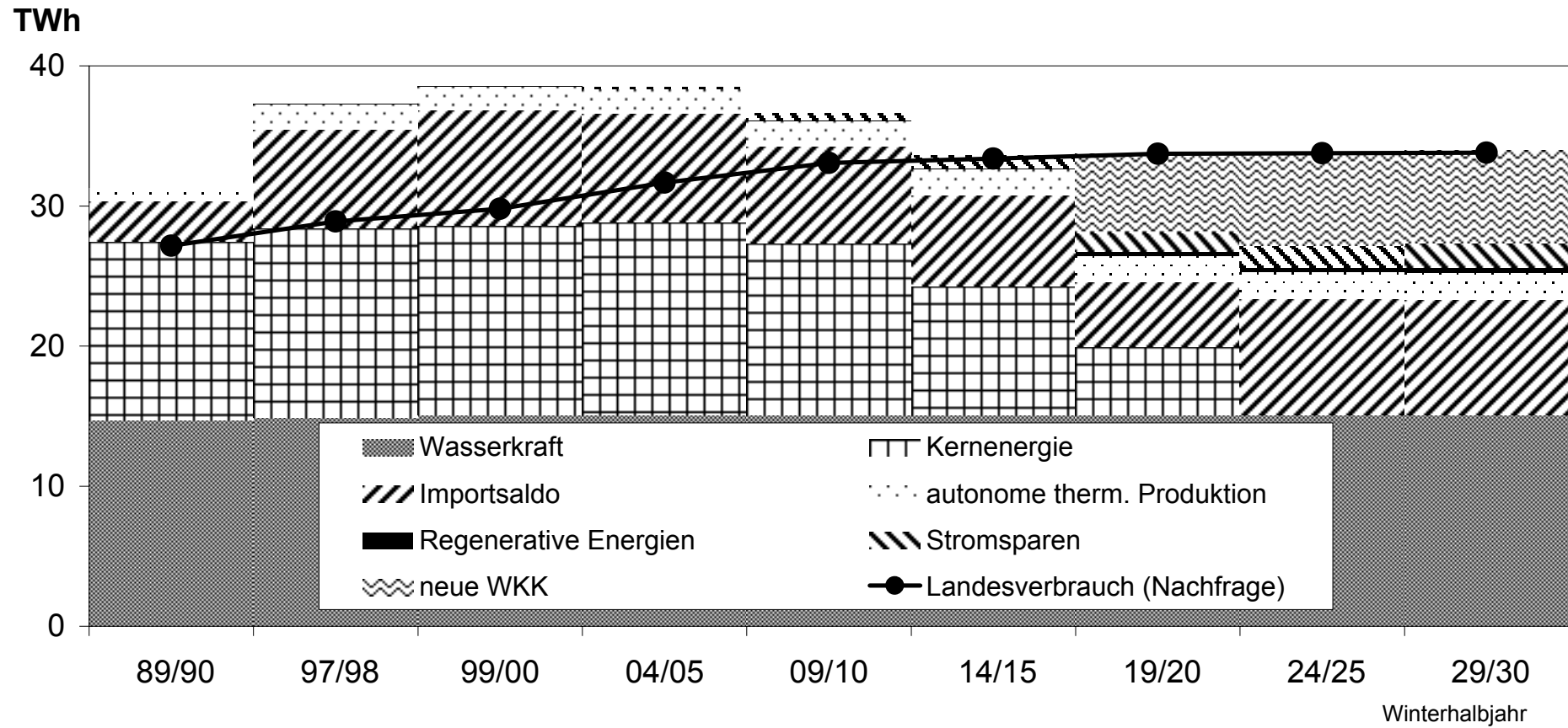
**Anhang 2-7: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
mit CO₂-Zielerreichung: Lebensdauer 30 Jahre (SoA)**



Anhang 2-8: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung - Lücke
CO₂-Gesetz: Lebensdauer 40 Jahre (M+(40))



**Anhang 2-9: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung
mit CO₂-Zielerreichung: Lebensdauer 40 Jahre (M+(40))**



Anhang 3

**Elektrizitätsbilanzen im Politikfall Energiegesetz,
Tiefes BIP**

(Tabellen)

Anhangtabelle 3-1A:
Elektrizitätsversorgung Referenz (Energiegesetz), GWh
Sensitivität Tiefes BIP

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie	22398	23195	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	15720
Thermische Produktion	1480	2109	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion(ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien	7	14	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung	56785	58712	59848	59987	60650	60730	60835	58175	52866	53025
Importe	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	10082	15040	14839
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1887	6845	6644
Exporte	15722	19907	23816	25273	23658	22625	23242	13684	13374	13577
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3093	3093
übrige Exporte	12518	16703	20612	22069	20454	19421	20038	10480	10281	10484
Mittlere Saldo	-7136	-7452	-7428	-6481	-5626	-5381	-5998	-3602	1667	1262
Mittlere Beschaffung (Angebot)	49649	51260	52420	53506	55025	55349	54837	54573	54532	54287
Landesverbrauch (Nachfrage)	49649	51260	52420	53506	55025	55349	54837	54573	54532	54287

Anhangtabelle 3-1B:
Elektrizitätsversorgung Referenz (Energiegesetz), GWh
Sensitivität Tiefes BIP

WINTER	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie	12731	13184	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	8936
Thermische Produktion	896	1287	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion(ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien	4	8	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung	28371	29439	30204	30238	30601	30647	30724	29227	26216	26317
Importe	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	5511	8222	8112
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1031	3742	3632
Exporte	5787	7805	10081	10677	9706	9045	9336	4237	3933	4045
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1644	1644
übrige Exporte	4081	6099	8375	8971	8000	7339	7630	2531	2289	2401
Mittlere Saldo	-1203	-1189	-1315	-676	-140	127	-164	1274	4289	4067
Mittlere Beschaffung (Angebot)	27168	28250	28889	29562	30462	30774	30561	30501	30505	30385
Landesverbrauch (Nachfrage)	27168	28250	28889	29562	30462	30774	30561	30501	30505	30385

Anhangtabelle 3-2A:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(Energiegesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Neutralisierung), GWh (Sensitivität Tiefes BIP)

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	16143	8515	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2882	3015	3243	3410	3542	3693
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1237	1276	1373	1470	1567	1664
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	569	639	673	728
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	63	82	94	103	111
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	52568	45092	36825	37004	37145	37305
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	10082	15040	14839
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1887	6845	6644
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	25273	15575	8537	4731	2260	3781	3872
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2260	2260	2149	2198
übrige Exporte	12518	16703	20612	22069	12371	5333	2471	0	1632	1674
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6481	2457	8707	12513	7822	11259	10967
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53506	55025	53800	49338	44826	48404	48272
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53506	55025	55349	54837	54573	54532	54287
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-1550	-5499	-9747	-6128	-6016
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	345	2283	7847	12300	12556	9731
Stromsparen	0	0	0	0	345	1211	1824	2342	2597	2810
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	188	286	286	286
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	1071	5835	9672	9672	6635
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	345	733	2348	2553	6428	3715
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53506	54680	54138	53013	52231	51935	51478

Anhangtabelle 3-2B:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(Energiegesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Neutralisierung), GWh (Sensitivität Tiefes BIP)

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	9176	4840	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1707	1782	1928	2037	2119	2216
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	740	762	817	872	927	982
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	440	494	521	563
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	37	49	56	61	65
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	26007	21759	17077	17193	17280	17382
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	5511	8222	8112
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1031	3742	3632
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10677	5112	1706	1187	1187	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1187	1187	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8971	3406	0	0	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-676	4454	7466	7985	4324	7097	6987
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29562	30462	29225	25062	21518	24377	24369
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29562	30462	30774	30561	30501	30505	30385
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-1550	-5499	-8983	-6128	-6016
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	176	1551	5501	8992	9205	7158
Stromsparen	0	0	0	0	176	747	1195	1555	1768	1944
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	121	182	182	182
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	804	4185	7255	7255	5032
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	176	1	2	8	3077	1142
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29562	30286	30027	29365	28946	28737	28440

Anhang 4

**Elektrizitätsbilanzen im Politikfall CO₂-Gesetz,
Tiefes BIP**

(Tabellen)

Anhangtabelle 4-1A:
 Elektrizitätsversorgung Referenz (CO2-Gesetz), GWh
 Sensitivität Tiefes BIP

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie	22398	23195	23742	23742	24225	24152	24010	21171	15720	15720
Thermische Produktion	1480	2109	2884	2720	2872	2996	3080	3124	3169	3214
Thermische Produktion(ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1227	1256	1285	1314	1344	1373
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	492	508	524	540
Andere Energien	7	14	23	25	43	79	116	152	170	188
Mittlere Nettoerzeugung	56785	58712	59848	59987	60641	60727	60705	57947	52560	52623
Importe	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	10532	15552	15452
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	2337	7357	7257
Exporte	15722	19907	23816	25238	23621	22556	23031	13820	13500	13711
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3204	3093	3093
übrige Exporte	12518	16703	20612	22034	20417	19352	19827	10616	10407	10618
Mittlere Saldo	-7136	-7452	-7428	-6446	-5589	-5312	-5787	-3288	2052	1741
Mittlere Beschaffung (Angebot)	49649	51260	52420	53541	55051	55415	54918	54660	54611	54363
Landesverbrauch (Nachfrage)	49649	51260	52420	53541	55051	55415	54918	54660	54611	54363

Anhangtabelle 4-1B:
Elektrizitätsversorgung Referenz (CO2-Gesetz), GWh
Sensitivität Tiefes BIP

WINTER	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie	12731	13184	13495	13495	13770	13728	13648	12034	8936	8936
Thermische Produktion	896	1287	1786	1630	1701	1771	1820	1848	1877	1906
Thermische Produktion(ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	735	751	768	784	801	817
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	381	393	405	417
Andere Energien	4	8	12	13	24	47	70	93	105	116
Mittlere Nettoerzeugung	28371	29439	30204	30238	30596	30647	30637	29075	26017	26057
Importe	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	5758	8502	8447
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1278	4022	3967
Exporte	5787	7805	10081	10657	9685	9008	9204	4284	3970	4078
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1644	1644
übrige Exporte	4081	6099	8375	8951	7979	7302	7498	2578	2326	2434
Mittlere Saldo	-1203	-1189	-1315	-656	-119	164	-31	1474	4532	4370
Mittlere Beschaffung (Angebot)	27168	28250	28889	29582	30476	30811	30606	30549	30550	30427
Landesverbrauch (Nachfrage)	27168	28250	28889	29582	30476	30811	30606	30549	30550	30427

Anhangtabelle 4-2A:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Zielerreichung), GWh (Sensitivität Tiefes BIP)

HYDROLOGISCHES JAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	32900	33393	33200	33500	33500	33500	33500	33500	33500	33500
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	22398	23195	23742	23742	16143	8515	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	1480	2109	2884	2720	2872	2996	3080	3124	3169	3214
Thermische Produktion (ohne WKK)	848	1002	1429	1098	1185	1263	1302	1302	1302	1302
Gross-WKK	550	863	1082	1197	1227	1256	1285	1314	1344	1373
Klein-WKK	82	244	373	425	460	477	492	508	524	540
Andere Energien (Referenz)	7	14	23	25	43	79	116	152	170	188
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	56785	58712	59848	59987	52558	45090	36695	36776	36839	36902
Importe (Referenz)	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	10532	15552	15452
Bezugsrechte	8586	12455	16388	18792	18032	17244	17244	8195	8195	8195
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	2337	7357	7257
Exporte (Referenz)	15722	19907	23816	25238	15539	8505	4652	2260	3871	3974
Lieferverpflichtungen	3204	3204	3204	3204	3204	3204	2260	2260	2149	2198
übrige Exporte	12518	16703	20612	22034	12335	5301	2392	0	1722	1776
Mittlere Saldo (Referenz)	-7136	-7452	-7428	-6446	2493	8739	12592	8272	11681	11478
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	49649	51260	52420	53541	55051	53828	49287	45049	48520	48380
Landesverbrauch (Referenz)	49649	51260	52420	53541	55051	55415	54918	54660	54611	54363
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-1587	-5631	-9611	-6091	-5983
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	346	2351	8049	12313	12495	9679
Stromsparen	0	0	0	0	346	1246	1864	2365	2601	2812
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	371	742	742	742
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	1105	5814	9206	9152	6125
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	346	765	2417	2702	6404	3696
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	49649	51260	52420	53541	54705	54169	53055	52295	52010	51551

Anhangtabelle 4-2B:

Elektrizitätsversorgung: Versorgungslücken und ihre Deckung

(CO2-Gesetz, Stilllegungsvariante SoA mit CO2-Zielerreichung), GWh (Sensitivität Tiefes BIP)

WINTERHALBJAHR	89/90	94/95	97/98	99/00	04/05	09/10	14/15	19/20	24/25	29/30
Wasserkraft (Referenz)	14739	14960	14910	15100	15100	15100	15100	15100	15100	15100
Kernenergie (Stilllegungsvariante)	12731	13184	13495	13495	9176	4840	0	0	0	0
Thermische Produktion (Referenz)	896	1287	1786	1630	1701	1771	1820	1848	1877	1906
Thermische Produktion (ohne WKK)	498	571	850	584	611	651	671	671	671	671
Gross-WKK	335	528	648	718	735	751	768	784	801	817
Klein-WKK	64	189	289	329	356	369	381	393	405	417
Andere Energien (Referenz)	4	8	12	13	24	47	70	93	105	116
Mittlere Nettoerzeugung (Stilllegungsvariante)	28371	29439	30204	30238	26002	21758	16990	17042	17082	17122
Importe (Referenz)	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	5758	8502	8447
Bezugsrechte	4584	6615	8766	10001	9566	9172	9172	4480	4480	4480
neue Importe (Bezugsrechte)	0	0	0	0	0	0	0	1278	4022	3967
Exporte (Referenz)	5787	7805	10081	10657	5091	1706	1187	1187	1125	1125
Lieferverpflichtungen	1706	1706	1706	1706	1706	1706	1187	1187	1125	1125
übrige Exporte	4081	6099	8375	8951	3385	0	0	0	0	0
Mittlere Saldo (Referenz)	-1203	-1189	-1315	-656	4475	7466	7985	4571	7377	7322
Mittlere Beschaffung (Stilllegungsvariante)	27168	28250	28889	29582	30476	29224	24975	21612	24459	24444
Landesverbrauch (Referenz)	27168	28250	28889	29582	30476	30811	30606	30549	30550	30427
Versorgungslücke (Stilllegungsvariante)	0	0	0	0	0	-1587	-5631	-8937	-6091	-5983
Deckung Versorgungslücken	0	0	0	0	178	1587	5638	8943	9115	7057
Stromsparen	0	0	0	0	178	768	1219	1571	1774	1949
Neue Regenerative	0	0	0	0	0	0	240	479	479	479
WKK-Strategie	0	0	0	0	0	819	4179	6893	6862	4628
Zusätzlicher Stromexport	0	0	0	0	178	1	7	6	3024	1074
Mittlere Beschaffung (Angebot nach Deckung)	27168	28250	28889	29582	30298	30043	29387	28979	28775	28478

Anhang 5

Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen
und Energieträgern
im Politikfall Energiegesetz

Anhangtabelle 5-1: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (Energiegesetz), Hohes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	141,2	136,1	131,3	126,1	121,2	116,4	111,5
Heizöl EL	160,7	144,4	141,2	136,1	131,3	126,1	121,2	116,4	111,5
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,6	40,6	43,8	45,8	47,0	47,7	48,0
Elektrizität	53,1	59,4	60,3	61,9	62,4	61,7	60,8	59,7	58,3
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,1
Holz	19,4	19,7	19,5	19,4	19,3	19,1	18,8	18,6	18,0
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	3,7	5,0	6,0	7,1	8,0	8,6
Insgesamt	263,5	265,2	265,2	266,9	266,9	263,8	260,2	255,5	249,7
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,5	57,1	54,3	51,8	48,9	46,2	44,1
Heizöl EL	55,7	52,8	51,6	48,8	45,7	43,0	40,0	37,2	34,9
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,3	8,6	8,8	8,9	9,0	9,2
Erdgas	14,2	18,2	18,8	19,8	20,7	21,0	21,1	21,1	21,4
Elektrizität	43,7	49,7	50,8	53,3	56,2	56,8	57,2	56,7	56,3
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9
Holz	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	2,6	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0
Insgesamt	127,1	140,3	140,9	142,6	144,0	142,6	140,4	137,2	135,3
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	50,1	50,0	48,8	48,1	47,4	47,9	48,1
Heizöl EL	25,1	30,4	29,6	28,7	28,3	28,0	26,2	26,3	26,0
Heizöl M+S	20,5	10,9	11,0	11,5	10,3	9,5	10,3	10,6	11,0
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,6	9,8	10,1	10,5	10,8	10,9	11,1
Erdgas	30,5	44,7	45,8	47,2	47,6	47,3	47,7	48,3	49,9
Elektrizität	60,8	57,1	60,0	65,6	68,1	69,0	70,7	72,4	74,3
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,6	3,3	3,1	2,9	3,0	3,0
Holz	2,5	8,1	8,0	8,1	8,2	8,4	8,4	8,5	8,5
Kohle	14,5	3,7	3,1	4,2	4,0	4,0	4,0	4,1	4,1
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,5	10,6	11,8	12,7	12,3	12,3	11,8
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Insgesamt	172,7	178,0	181,4	189,7	192,5	193,1	194,2	197,2	200,4

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-1: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (Energiegesetz), Hohes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	201,3	203,1	206,0	205,9	203,7	202,5	201,2
Benzin	155,6	161,8	162,1	161,3	158,9	155,6	151,7	149,2	147,0
Diesel	35,0	37,0	39,2	41,7	47,1	50,2	52,0	53,3	54,1
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	66,2	72,9	78,7	86,7	94,2	96,8	98,0
Elektrizität	9,4	9,4	9,5	11,1	12,5	12,9	13,2	13,4	13,4
Insgesamt	248,0	269,5	277,0	287,1	297,2	305,4	311,0	312,7	312,6
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	518,3	519,1	519,0	518,5	515,3	509,8	502,8
HEL	241,5	227,7	222,4	213,6	205,3	197,1	187,5	179,9	172,3
H M+S	20,5	10,9	11,0	11,5	10,3	9,5	10,3	10,6	11,0
Benzin	155,6	161,8	162,1	161,3	158,9	155,6	151,7	149,2	147,0
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	56,6	59,8	65,8	69,6	71,7	73,2	74,5
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	66,2	72,9	78,7	86,7	94,2	96,8	98,0
Erdgas	69,8	97,5	101,2	107,6	112,1	114,1	115,8	117,1	119,4
Elektrizität	167,0	175,6	180,6	191,9	199,1	200,3	201,9	202,1	202,3
Fernwärme	8,5	10,9	11,1	11,4	11,2	11,0	10,9	11,0	11,0
Holz	24,3	30,2	30,1	30,0	30,0	29,8	29,6	29,3	28,6
Kohle	15,1	3,8	3,2	4,3	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	15,0	15,1	16,3	17,2	16,8	16,8	16,3
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,1	6,8	8,7	9,9	11,3	12,4	13,3
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	886,2	900,6	905,0	905,8	902,6	898,0
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	622,7	631,0	635,2	636,7	635,3	631,0	626,4
Elektrizität	167,0	175,6	180,6	191,9	199,1	200,3	201,9	202,1	202,3
Sonstige	41,4	60,6	61,2	63,3	66,2	68,0	68,7	69,5	69,3
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	886,2	900,6	905,0	905,8	902,6	898,0
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	265,2	266,9	266,9	263,8	260,2	255,5	249,7
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	140,9	142,6	144,0	142,6	140,4	137,2	135,3
Industrie	172,7	178,0	181,4	189,7	192,5	193,1	194,2	197,2	200,4
Verkehr	248,0	269,5	277,0	287,1	297,2	305,4	311,0	312,7	312,6
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	886,2	900,6	905,0	905,8	902,6	898,0

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-2: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 Variante SoA (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Hohes BIP, in
 PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	136.3	123.6	112.2	106.3	102.6	98.4
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	136.3	123.6	112.2	106.3	102.6	98.4
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.7	45.8	48.7	50.7	51.8	52.1
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	60.9	59.3	57.2	55.4	53.8	52.1
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
Holz	19.4	19.7	19.5	19.6	19.6	19.4	19.3	19.1	18.6
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.8	5.2	6.3	7.5	8.5	9.3
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	266.6	258.9	249.2	244.7	241.4	236.2
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	57.1	51.6	47.0	43.9	41.7	39.9
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	48.9	43.0	38.2	35.0	32.7	30.7
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	19.9	21.3	21.7	22.0	22.1	22.4
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.2	55.5	55.7	55.6	54.8	54.3
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.5
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	142.6	141.3	137.8	135.2	132.6	131.0
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	49.8	45.7	42.7	41.9	42.8	42.9
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	28.7	26.4	24.5	22.8	23.2	22.9
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	11.4	9.3	8.0	8.6	9.1	9.3
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.5	10.7
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.1	48.0	47.8	47.9	48.4	49.9
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.5	67.6	68.3	69.7	71.2	72.9
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	2.8	2.9	2.8
Holz	2.5	8.1	8.0	8.1	8.4	8.6	8.7	8.8	9.0
Kohle	14.5	3.7	3.1	4.1	3.5	3.1	3.0	3.0	3.1
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.5	11.7	12.5	12.1	12.1	11.6
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	189.5	188.9	186.8	187.1	190.3	193.2

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-2: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Hohes BIP, in
PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	203.1	202.6	199.6	196.2	194.7	193.3
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	156.4	151.0	146.2	143.5	141.4
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.7	46.3	48.6	50.0	51.1	51.9
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.1	12.6	13.0	13.3	13.5	13.6
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	287.1	293.9	299.3	303.7	305.0	304.9
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	519.2	502.2	488.1	482.3	478.5	472.4
HEL	241.5	227.7	222.4	213.8	193.0	174.9	164.1	158.5	152.0
H M+S	20.5	10.9	11.0	11.4	9.3	8.0	8.6	9.1	9.3
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	156.4	151.0	146.2	143.5	141.4
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.8	64.8	67.6	69.2	70.6	71.8
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	107.7	115.1	118.2	120.7	122.4	124.4
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.7	195.0	194.2	194.0	193.4	192.9
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.2	11.1	11.2	11.4	11.7
Holz	24.3	30.2	30.1	30.2	30.4	30.5	30.5	30.4	30.0
Kohle	15.1	3.8	3.2	4.2	3.6	3.2	3.1	3.1	3.2
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.3	17.2	16.9	16.9	16.4
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.1	10.5	12.0	13.1	14.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	885.7	882.9	873.0	870.7	869.3	865.3
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	631.2	620.9	609.5	606.1	604.0	600.0
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.7	195.0	194.2	194.0	193.4	192.9
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.8	67.1	69.3	70.5	71.9	72.3
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	885.7	882.9	873.0	870.7	869.3	865.3
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	266.6	258.9	249.2	244.7	241.4	236.2
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	142.6	141.3	137.8	135.2	132.6	131.0
Industrie	172.7	178.0	181.4	189.5	188.9	186.8	187.1	190.3	193.2
Verkehr	248.0	269.5	277.0	287.1	293.9	299.3	303.7	305.0	304.9
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	885.7	882.9	873.0	870.7	869.3	865.3

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-3: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 Variante M+ (40) (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung) Hohes BIP,
 in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	136.1	131.6	121.7	110.1	103.4	99.2
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	136.1	131.6	121.7	110.1	103.4	99.2
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.6	44.0	47.1	49.4	50.8	51.1
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	61.8	61.4	59.4	57.5	55.8	54.0
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
Holz	19.4	19.7	19.5	19.5	19.4	19.4	19.3	19.1	18.6
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.7	5.0	6.3	7.5	8.5	9.3
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	266.9	266.7	259.4	249.3	243.2	237.9
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	57.1	54.3	50.3	45.2	42.0	40.2
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	48.8	45.8	41.5	36.3	33.0	31.0
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	19.8	20.8	21.4	21.7	21.9	22.1
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.3	56.0	56.3	56.5	55.7	55.1
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.5
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	142.6	144.0	141.3	137.0	133.5	131.9
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	50.0	48.8	46.1	43.1	43.1	43.2
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	28.7	28.3	26.8	23.6	23.4	23.0
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	11.5	10.3	8.9	9.0	9.1	9.4
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.8	10.1	10.4	10.5	10.6	10.7
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.2	47.6	47.5	47.9	48.4	50.0
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.6	68.0	68.7	70.2	71.8	73.5
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	2.8	2.9	2.8
Holz	2.5	8.1	8.0	8.1	8.3	8.6	8.7	8.8	9.0
Kohle	14.5	3.7	3.1	4.1	3.9	3.6	3.2	3.1	3.1
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.5	11.7	12.5	12.1	12.1	11.6
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.5	0.6	0.9	1.0	1.0	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	189.5	192.1	190.8	189.1	191.2	194.1

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-3: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante M+ (40) (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung) Hohes BIP,
in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	203.1	206.0	203.7	198.3	195.6	194.2
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	158.9	154.1	147.8	144.2	142.1
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.7	47.1	49.7	50.5	51.4	52.1
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.1	12.5	12.9	13.3	13.5	13.6
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	287.1	297.2	303.4	305.7	305.9	305.8
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	519.1	519.4	508.5	490.9	480.9	474.8
HEL	241.5	227.7	222.4	213.6	205.7	190.0	170.1	159.8	153.2
H M+S	20.5	10.9	11.0	11.5	10.3	8.9	9.0	9.1	9.4
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	158.9	154.1	147.8	144.2	142.1
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.8	65.8	68.9	69.9	70.9	72.1
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	107.6	112.3	116.1	119.0	121.1	123.2
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	191.8	197.9	197.3	197.5	196.8	196.1
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.2	11.1	11.2	11.4	11.7
Holz	24.3	30.2	30.1	30.1	30.2	30.5	30.5	30.4	30.0
Kohle	15.1	3.8	3.2	4.2	4.0	3.7	3.3	3.2	3.2
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.2	17.2	16.9	16.9	16.4
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	6.8	8.7	10.5	12.0	13.1	14.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.1	900.0	894.9	881.1	873.8	869.7
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	630.9	635.8	628.2	613.1	605.2	601.2
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	191.8	197.9	197.3	197.5	196.8	196.1
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.4	66.4	69.3	70.5	71.9	72.3
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.1	900.0	894.9	881.1	873.8	869.7
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	266.9	266.7	259.4	249.3	243.2	237.9
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	142.6	144.0	141.3	137.0	133.5	131.9
Industrie	172.7	178.0	181.4	189.5	192.1	190.8	189.1	191.2	194.1
Verkehr	248.0	269.5	277.0	287.1	297.2	303.4	305.7	305.9	305.8
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.1	900.0	894.9	881.1	873.8	869.7

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-4: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 Variante M+ (50) (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Hohes BIP,
 in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	136.1	131.2	126.1	121.2	116.4	102.8
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	136.1	131.2	126.1	121.2	116.4	102.8
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.6	43.8	45.8	47.0	47.7	49.6
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	61.9	62.4	61.7	60.8	59.7	58.5
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
Holz	19.4	19.7	19.5	19.5	19.4	19.3	19.1	19.0	18.6
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.7	5.0	6.1	7.3	8.3	9.3
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	267.0	267.2	264.3	261.0	256.5	244.4
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	57.1	54.3	51.8	48.9	46.2	41.4
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	48.8	45.7	43.0	40.0	37.2	32.2
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	19.8	20.7	21.0	21.1	21.1	21.8
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.3	56.2	56.8	57.2	56.7	56.4
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.5
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7	4.8	4.8
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	142.6	144.1	142.9	140.8	137.9	134.1
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	50.0	48.8	48.1	47.4	47.9	44.9
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	28.7	28.3	28.0	26.2	26.3	24.1
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	11.5	10.3	9.5	10.3	10.6	9.9
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.8	10.1	10.5	10.8	10.9	10.9
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.2	47.6	47.3	47.7	48.3	50.2
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.6	68.1	69.0	70.7	72.4	74.3
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	2.8	2.9	2.8
Holz	2.5	8.1	8.0	8.1	8.3	8.5	8.7	8.8	9.0
Kohle	14.5	3.7	3.1	4.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.4
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.5	11.7	12.5	12.1	12.1	11.6
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	189.5	192.2	192.9	193.9	197.0	197.1

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-4: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante M+ (50) (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Hohes BIP,
in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	203.1	206.0	205.8	203.7	202.5	197.1
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	158.9	155.6	151.7	149.2	144.2
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.7	47.1	50.2	52.0	53.3	53.0
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.1	12.5	12.9	13.2	13.4	13.5
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	287.1	297.2	305.4	311.0	312.7	308.6
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	519.1	519.0	518.5	515.3	509.8	484.2
HEL	241.5	227.7	222.4	213.6	205.3	197.1	187.5	179.9	159.1
H M+S	20.5	10.9	11.0	11.5	10.3	9.5	10.3	10.6	9.9
Benzin	155.6	161.8	162.1	161.3	158.9	155.6	151.7	149.2	144.2
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.8	65.8	69.6	71.7	73.2	73.1
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	107.6	112.1	114.1	115.8	117.1	121.6
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	191.9	199.1	200.3	201.9	202.1	202.7
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.2	11.1	11.2	11.4	11.7
Holz	24.3	30.2	30.1	30.1	30.2	30.3	30.2	30.2	30.0
Kohle	15.1	3.8	3.2	4.2	4.0	4.0	4.0	4.0	3.5
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.2	17.1	16.8	16.9	16.4
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	6.8	8.7	10.1	11.5	12.7	14.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.2	900.7	905.4	906.8	904.1	884.3
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	630.9	635.1	636.6	635.1	630.8	609.3
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	191.9	199.1	200.3	201.9	202.1	202.7
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.4	66.4	68.6	69.8	71.1	72.3
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.2	900.7	905.4	906.8	904.1	884.3
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	267.0	267.2	264.3	261.0	256.5	244.4
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	142.6	144.1	142.9	140.8	137.9	134.1
Industrie	172.7	178.0	181.4	189.5	192.2	192.9	193.9	197.0	197.1
Verkehr	248.0	269.5	277.0	287.1	297.2	305.4	311.0	312.7	308.6
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	886.2	900.7	905.4	906.8	904.1	884.3

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-5: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (Energiegesetz), Tiefes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	134.8	123.3	110.9	99.6	89.3	90.1
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	134.8	123.3	110.9	99.6	89.3	90.1
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.1	40.2	38.3	35.7	32.6	35.6
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	61.6	61.5	60.5	59.2	57.5	55.2
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.4	7.5	8.9	10.3	11.8	9.8
Holz	19.4	19.7	19.5	19.6	19.9	20.0	20.2	20.3	19.5
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	4.0	7.0	10.1	13.3	16.3	14.4
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	265.5	259.5	248.8	238.5	227.8	224.6
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	55.9	50.0	44.6	39.8	35.8	34.7
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	47.7	41.7	36.3	31.7	28.0	27.1
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.2	8.3	8.3	8.0	7.8	7.6
Erdgas	14.2	18.2	18.8	19.4	18.6	17.2	16.0	14.9	15.7
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.1	55.4	55.3	54.6	52.5	51.2
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.8	3.5	3.9	4.4	4.9	4.7
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.9
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.7	5.3	5.9	6.4	7.0	6.3
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.7	4.0
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	141.0	138.5	132.8	127.5	121.6	119.6
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	48.7	45.6	42.9	40.4	39.1	39.3
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	28.2	26.9	25.7	22.8	22.0	21.9
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	11.1	9.3	8.0	8.3	8.2	8.5
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.4	9.5	9.2	9.3	9.0	8.9
Erdgas	30.5	44.7	45.8	45.8	43.8	40.9	38.7	36.9	38.8
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	64.2	64.9	63.8	63.6	63.4	65.1
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.4	3.4	3.7	3.3
Holz	2.5	8.1	8.0	8.1	8.4	8.8	9.0	9.2	9.4
Kohle	14.5	3.7	3.1	4.1	3.8	3.6	3.5	3.5	3.6
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.4	11.6	12.4	12.0	12.1	11.5
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	185.4	182.3	176.3	171.3	168.6	171.7

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-5: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (Energiegesetz), Tiefes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	196.8	193.6	185.6	176.3	168.8	164.0
Benzin	155.6	161.8	162.1	159.7	152.2	142.4	132.5	124.8	119.6
Diesel	35.0	37.0	39.2	37.1	41.4	43.3	43.8	43.9	44.4
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	71.6	75.9	83.6	90.8	93.4	94.5
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.3	12.7	13.0	13.3	13.4	13.3
Insgesamt	248.0	269.5	278.0	279.6	282.2	282.3	280.4	275.5	271.8
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	507.7	488.4	467.6	446.9	426.3	422.5
HEL	241.5	227.7	222.4	210.7	191.9	172.9	154.2	139.3	139.0
H M+S	20.5	10.9	11.0	11.1	9.3	8.0	8.3	8.2	8.5
Benzin	155.6	161.8	162.1	159.7	152.2	142.4	132.5	124.8	119.6
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	54.7	59.1	60.8	61.1	60.7	60.9
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	71.6	75.9	83.6	90.8	93.4	94.5
Erdgas	69.8	97.5	101.2	105.3	102.7	96.4	90.4	84.4	90.1
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.3	194.5	192.5	190.7	186.8	184.9
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.6	14.4	16.1	18.1	20.3	17.7
Holz	24.3	30.2	30.1	30.2	30.9	31.5	32.0	32.4	31.8
Kohle	15.1	3.8	3.2	4.2	3.9	3.7	3.6	3.5	3.6
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.9	18.2	18.5	19.1	17.9
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	10.7	14.1	17.6	20.7	19.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	871.6	862.4	840.1	817.7	793.5	787.7
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	617.2	595.0	567.7	540.8	514.2	516.2
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.3	194.5	192.5	190.7	186.8	184.9
Sonstige	41.4	60.6	61.2	64.1	73.0	79.9	86.1	92.5	86.5
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	871.6	862.4	840.1	817.7	793.5	787.7
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	265.5	259.5	248.8	238.5	227.8	224.6
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	141.0	138.5	132.8	127.5	121.6	119.6
Industrie	172.7	178.0	181.4	185.4	182.3	176.3	171.3	168.6	171.7
Verkehr	248.0	269.5	278.0	279.6	282.2	282.3	280.4	275.5	271.8
Insgesamt	811.3	853.0	865.5	871.6	862.4	840.1	817.7	793.5	787.7

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-6: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Tiefes BIP, in
PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	134.6	122.8	111.1	104.6	100.5	96.1
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	134.6	122.8	111.1	104.6	100.5	96.1
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.2	44.6	47.2	48.8	49.7	49.8
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	60.5	58.6	56.3	54.4	52.8	51.0
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3
Holz	19.4	19.7	19.5	19.3	19.1	18.9	18.7	18.4	17.9
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.8	5.1	6.1	7.3	8.2	8.9
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	263.7	255.4	244.9	239.0	235.0	229.1
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.2	56.6	51.3	46.6	43.3	41.0	39.2
Heizöl EL	55.7	52.8	51.4	48.3	42.8	37.8	34.5	32.1	29.9
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.7	19.6	20.8	21.2	21.3	21.3	21.5
Elektrizität	43.7	49.7	50.2	50.6	50.9	50.5	49.6	48.5	47.6
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	139.8	139.1	135.8	131.3	127.5	124.4	122.3
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	49.6	47.0	41.6	37.9	36.6	37.1	37.0
Heizöl EL	25.1	30.4	29.3	27.1	24.1	21.8	20.0	20.2	19.8
Heizöl M+S	20.5	10.9	10.8	10.7	8.5	7.1	7.6	7.8	8.0
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.5	9.2	9.0	9.0	9.0	9.0	9.2
Erdgas	30.5	44.7	45.3	44.5	43.0	41.8	41.3	41.5	42.7
Elektrizität	60.8	57.1	59.3	61.4	60.2	59.1	59.2	61.2	62.4
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.3	2.9	2.6	2.4	2.5	2.4
Holz	2.5	8.1	7.9	7.7	7.5	7.5	7.5	7.6	7.7
Kohle	14.5	3.7	3.0	3.9	3.2	2.8	2.7	2.7	2.7
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.4	9.9	10.5	10.9	10.5	10.4	9.9
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	179.4	178.4	169.9	163.5	161.2	163.8	165.7

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-6: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (Energiegesetz mit CO₂-Neutralisierung), Tiefes BIP, in
PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	200.2	198.6	195.4	190.1	185.5	183.4	181.7
Benzin	155.6	161.8	161.6	159.8	154.6	148.8	143.9	141.3	139.2
Diesel	35.0	37.0	38.6	38.8	40.8	41.3	41.6	42.2	42.6
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Elektrizität	9.4	9.4	9.4	10.7	11.6	11.8	12.0	12.1	12.2
Insgesamt	248.0	269.5	275.6	281.1	283.7	286.1	288.7	289.2	288.4
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	516.1	508.6	487.9	469.9	461.2	455.6	448.5
HEL	241.5	227.7	221.9	210.0	189.7	170.8	159.1	152.7	145.8
H M+S	20.5	10.9	10.8	10.7	8.5	7.1	7.6	7.8	8.0
Benzin	155.6	161.8	161.6	159.8	154.6	148.8	143.9	141.3	139.2
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	55.9	56.3	58.4	59.1	59.5	60.2	60.9
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Erdgas	69.8	97.5	100.6	104.3	108.4	110.2	111.4	112.5	114.0
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	183.3	181.3	177.6	175.3	174.5	173.1
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.0	10.7	10.5	10.5	10.7	10.9
Holz	24.3	30.2	30.0	29.5	29.1	28.9	28.6	28.4	27.9
Kohle	15.1	3.8	3.2	4.0	3.3	2.9	2.8	2.8	2.8
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	14.8	14.5	15.0	15.5	15.0	15.0	14.5
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.0	10.4	11.7	12.8	13.8
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	862.3	844.8	825.8	816.4	812.3	805.5
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	619.9	617.0	599.6	583.0	575.3	570.9	565.2
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	183.3	181.3	177.6	175.3	174.5	173.1
Sonstige	41.4	60.6	61.0	62.1	63.9	65.2	65.8	66.9	67.1
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	862.3	844.8	825.8	816.4	812.3	805.5
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	263.7	255.4	244.9	239.0	235.0	229.1
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	139.8	139.1	135.8	131.3	127.5	124.4	122.3
Industrie	172.7	178.0	179.4	178.4	169.9	163.5	161.2	163.8	165.7
Verkehr	248.0	269.5	275.6	281.1	283.7	286.1	288.7	289.2	288.4
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	862.3	844.8	825.8	816.4	812.3	805.5

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-7: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Szenario III a „Energie-Umwelt-Initiative“, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	141,2	137,0	129,6	121,9	114,9	108,9	103,5
Heizöl EL	160,7	144,4	141,2	137,0	129,6	121,9	114,9	108,9	103,5
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,6	40,6	42,7	43,4	43,6	43,5	43,2
Elektrizität	53,1	59,4	60,3	62,0	62,3	61,1	59,5	57,7	55,6
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6	5,8	6,0
Holz	19,4	19,7	19,5	19,5	19,5	19,5	19,4	19,3	18,9
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	3,8	5,1	6,3	7,6	8,7	9,6
Insgesamt	263,5	265,2	265,2	268,1	264,7	257,7	250,7	243,9	236,8
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,5	56,6	51,8	47,4	43,5	40,5	37,9
Heizöl EL	55,7	52,8	51,6	48,5	43,5	39,2	35,4	32,7	30,3
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,2	8,3	8,3	8,0	7,8	7,6
Erdgas	14,2	18,2	18,8	19,6	19,6	18,9	18,4	18,2	18,0
Elektrizität	43,7	49,7	50,8	53,5	56,4	56,5	56,1	54,3	52,6
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,3	3,7
Holz	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,8
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	2,6	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8
Insgesamt	127,1	140,3	140,9	142,1	140,8	136,4	132,0	127,5	123,9
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	50,1	48,8	46,2	44,1	42,3	41,8	41,3
Heizöl EL	25,1	30,4	29,6	28,3	27,4	26,7	24,3	24,1	23,5
Heizöl M+S	20,5	10,9	11,0	11,1	9,3	8,2	8,7	8,8	9,0
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,6	9,4	9,5	9,2	9,3	9,0	8,9
Erdgas	30,5	44,7	45,8	46,0	44,8	43,1	42,0	41,5	42,2
Elektrizität	60,8	57,1	60,0	65,1	67,1	66,7	67,4	68,1	68,8
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,5	3,2	2,9	2,7	2,7	2,7
Holz	2,5	8,1	8,0	8,1	8,4	8,7	8,9	9,1	9,3
Kohle	14,5	3,7	3,1	4,1	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,5	10,4	11,5	12,3	11,9	11,9	11,3
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Insgesamt	172,7	178,0	181,4	186,5	185,6	182,2	179,6	179,6	180,1

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-7: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Szenario III a „Energie-Umwelt-Initiative“, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	201,3	196,9	194,4	187,4	179,1	172,6	166,4
Benzin	155,6	161,8	162,1	159,7	152,8	143,6	134,4	127,4	121,2
Diesel	35,0	37,0	39,2	37,1	41,6	43,8	44,7	45,2	45,2
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	66,2	71,6	75,9	83,6	90,8	93,4	94,5
Elektrizität	9,4	9,4	9,5	11,3	12,7	13,0	13,3	13,4	13,3
Insgesamt	248,0	269,5	277,0	279,7	283,0	284,1	283,2	279,3	274,2
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	518,3	510,7	497,9	484,6	470,6	457,1	443,6
HEL	241,5	227,7	222,4	213,7	200,5	187,8	174,6	165,6	157,2
H M+S	20,5	10,9	11,0	11,1	9,3	8,2	8,7	8,8	9,0
Benzin	155,6	161,8	162,1	159,7	152,8	143,6	134,4	127,4	121,2
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	56,6	54,7	59,4	61,3	62,0	62,0	61,7
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	66,2	71,6	75,9	83,6	90,8	93,4	94,5
Erdgas	69,8	97,5	101,2	106,1	107,1	105,4	104,0	103,1	103,4
Elektrizität	167,0	175,6	180,6	192,0	198,5	197,4	196,3	193,4	190,3
Fernwärme	8,5	10,9	11,1	11,3	11,3	11,2	11,4	11,8	12,4
Holz	24,3	30,2	30,1	30,2	30,4	30,7	30,9	31,0	30,9
Kohle	15,1	3,8	3,2	4,2	4,0	3,9	3,8	3,9	3,9
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	15,0	15,0	16,2	17,1	16,8	16,9	16,5
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,1	6,9	8,8	10,2	11,7	13,0	14,1
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	876,4	874,0	860,4	845,4	830,3	815,1
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	622,7	621,0	608,9	593,9	578,4	564,1	550,9
Elektrizität	167,0	175,6	180,6	192,0	198,5	197,4	196,3	193,4	190,3
Sonstige	41,4	60,6	61,2	63,4	66,6	69,1	70,8	72,8	73,9
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	876,4	874,0	860,4	845,4	830,3	815,1
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	265,2	268,1	264,7	257,7	250,7	243,9	236,8
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	140,9	142,1	140,8	136,4	132,0	127,5	123,9
Industrie	172,7	178,0	181,4	186,5	185,6	182,2	179,6	179,6	180,1
Verkehr	248,0	269,5	277,0	279,7	283,0	284,1	283,2	279,3	274,2
Insgesamt	811,3	853,0	864,5	876,4	874,0	860,4	845,4	830,3	815,1

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-8: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenzszenario (mit Energiegesetz), in PJ, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	140,5	134,4	128,3	122,6	117,1	112,0	106,9
Heizöl EL	160,7	144,4	140,5	134,4	128,3	122,6	117,1	112,0	106,9
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,5	40,1	42,8	44,5	45,4	45,9	46,0
Elektrizität	53,1	59,4	60,2	61,5	61,7	60,8	59,8	58,6	57,3
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,0	5,0	4,9
Holz	19,4	19,7	19,4	19,2	18,9	18,5	18,2	17,9	17,3
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	3,7	4,8	5,8	6,8	7,7	8,2
Insgesamt	263,5	265,2	264,1	264,0	261,6	257,4	252,5	247,2	240,7
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,2	56,4	53,2	50,4	47,3	44,5	42,3
Heizöl EL	55,7	52,8	51,4	48,2	44,8	41,9	38,7	35,9	33,5
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,2	8,4	8,6	8,6	8,6	8,8
Erdgas	14,2	18,2	18,7	19,6	20,3	20,5	20,4	20,3	20,6
Elektrizität	43,7	49,7	50,2	50,8	51,6	51,6	51,2	50,3	49,6
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8
Holz	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,3	2,3	2,1	2,1
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,3	4,3
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	2,6	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0
Insgesamt	127,1	140,3	139,8	139,0	137,7	135,2	131,8	128,1	125,6
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	49,6	47,2	43,9	42,1	40,8	41,0	41,0
Heizöl EL	25,1	30,4	29,3	27,1	25,5	24,5	22,6	22,5	22,2
Heizöl M+S	20,5	10,9	10,8	10,9	9,3	8,3	8,9	9,1	9,3
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,5	9,2	9,1	9,2	9,3	9,4	9,5
Erdgas	30,5	44,7	45,3	44,5	42,8	41,4	41,1	41,4	42,6
Elektrizität	60,8	57,1	59,3	61,5	60,7	59,7	60,2	62,4	63,7
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,4	3,0	2,7	2,5	2,6	2,5
Holz	2,5	8,1	7,9	7,6	7,4	7,3	7,3	7,2	7,2
Kohle	14,5	3,7	3,0	3,9	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,4	10,0	10,6	11,1	10,6	10,6	10,1
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Insgesamt	172,7	178,0	179,4	178,7	172,5	168,5	166,8	169,3	171,5

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-8: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenzszenario (mit Energiegesetz), in PJ, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	200,2	198,6	197,9	195,2	191,6	189,9	188,2
Benzin	155,6	161,8	161,6	159,8	156,5	152,7	148,6	146,1	144,0
Diesel	35,0	37,0	38,6	38,8	41,3	42,5	43,0	43,8	44,2
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Elektrizität	9,4	9,4	9,4	10,7	11,6	11,7	11,9	12,0	12,0
Insgesamt	248,0	269,5	275,6	281,1	286,2	291,1	294,7	295,5	294,7
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	515,4	508,4	500,0	494,5	488,0	481,0	472,9
HEL	241,5	227,7	221,1	209,7	198,5	189,0	178,4	170,4	162,5
H M+S	20,5	10,9	10,8	10,9	9,3	8,3	8,9	9,1	9,3
Benzin	155,6	161,8	161,6	159,8	156,5	152,7	148,6	146,1	144,0
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	55,9	56,2	58,9	60,3	60,9	61,8	62,5
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Erdgas	69,8	97,5	100,4	104,2	105,8	106,4	106,9	107,6	109,2
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	184,5	185,5	183,9	183,2	183,3	182,6
Fernwärme	8,5	10,9	11,0	11,1	10,7	10,4	10,3	10,3	10,2
Holz	24,3	30,2	29,9	29,3	28,7	28,2	27,7	27,3	26,6
Kohle	15,1	3,8	3,2	4,0	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	14,8	14,5	15,0	15,5	15,0	14,9	14,4
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,0	6,8	8,5	9,8	11,1	12,1	13,0
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	862,7	858,1	852,2	845,8	840,0	832,5
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	619,0	616,7	609,5	604,5	598,5	592,2	585,8
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	184,5	185,5	183,9	183,2	183,3	182,6
Sonstige	41,4	60,6	60,8	61,6	63,0	63,9	64,0	64,5	64,1
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	862,7	858,1	852,2	845,8	840,0	832,5
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	264,1	264,0	261,6	257,4	252,5	247,2	240,7
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	139,8	139,0	137,7	135,2	131,8	128,1	125,6
Industrie	172,7	178,0	179,4	178,7	172,5	168,5	166,8	169,3	171,5
Verkehr	248,0	269,5	275,6	281,1	286,2	291,1	294,7	295,5	294,7
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	862,7	858,1	852,2	845,8	840,0	832,5

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-9: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 „Kombination Förderabgabe und Abgabe gemäss Grundnorm“,
 (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	140,5	122,5	106,9	96,7	91,0	86,8	83,5
Heizöl EL	160,7	144,4	140,5	122,5	106,9	96,7	91,0	86,8	83,5
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,5	37,1	36,3	35,1	34,7	34,6	34,9
Elektrizität	53,1	59,4	60,2	61,0	61,0	60,2	59,5	58,5	57,2
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,1	5,5	6,8	7,7	8,2	8,3
Holz	19,4	19,7	19,4	20,3	21,2	21,5	21,1	20,2	19,6
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	4,9	7,6	10,2	12,1	13,0	13,3
Insgesamt	263,5	265,2	264,1	250,9	238,5	230,7	226,1	221,5	216,8
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,2	52,3	46,1	42,2	39,3	37,1	35,6
Heizöl EL	55,7	52,8	51,4	44,2	37,7	33,6	30,7	28,5	26,7
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,2	8,4	8,6	8,6	8,6	8,8
Erdgas	14,2	18,2	18,7	18,2	17,4	16,5	16,1	15,9	16,1
Elektrizität	43,7	49,7	50,2	50,2	50,8	50,6	50,4	49,7	49,1
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,9	3,3	3,7	3,9	4,1
Holz	2,4	2,5	2,5	2,9	3,2	3,3	3,2	2,9	2,9
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	3,0	4,0	4,8	5,2	5,3	5,5
Insgesamt	127,1	140,3	139,8	133,8	128,8	125,3	122,4	119,4	117,9
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	49,6	44,0	38,2	35,1	34,0	34,4	34,6
Heizöl EL	25,1	30,4	29,3	25,1	21,8	19,8	18,0	18,1	17,9
Heizöl M+S	20,5	10,9	10,8	9,8	7,5	6,4	6,9	7,2	7,5
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,5	9,1	8,8	8,9	9,1	9,1	9,3
Erdgas	30,5	44,7	45,3	41,3	36,8	33,6	32,9	33,4	34,5
Elektrizität	60,8	57,1	59,3	59,9	57,5	55,4	55,7	58,1	59,5
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,3	2,8	2,7	2,7	2,8	2,8
Holz	2,5	8,1	7,9	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,8
Kohle	14,5	3,7	3,0	3,6	3,0	2,6	2,5	2,5	2,5
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,4	9,5	9,5	9,4	8,9	9,0	8,5
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,8	1,2	1,6	1,8	1,9	1,8
Insgesamt	172,7	178,0	179,4	170,2	156,8	148,2	146,2	149,6	152,0

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-9: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
„Kombination Förderabgabe und Abgabe gemäss Grundnorm“,
(Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	200,2	193,9	189,0	184,0	180,0	178,8	177,6
Benzin	155,6	161,8	161,6	156,0	149,6	144,1	139,7	137,7	136,0
Diesel	35,0	37,0	38,6	37,8	39,4	40,0	40,4	41,1	41,6
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Elektrizität	9,4	9,4	9,4	10,7	11,6	11,7	11,9	12,0	12,0
Insgesamt	248,0	269,5	275,6	276,4	277,3	279,9	283,1	284,4	284,1
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	515,4	484,5	456,9	442,2	435,5	430,7	425,8
HEL	241,5	227,7	221,1	191,8	166,3	150,1	139,8	133,4	128,1
H M+S	20,5	10,9	10,8	9,8	7,5	6,4	6,9	7,2	7,5
Benzin	155,6	161,8	161,6	156,0	149,6	144,1	139,7	137,7	136,0
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	55,9	55,1	56,7	57,5	58,0	58,9	59,7
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Erdgas	69,8	97,5	100,4	96,6	90,5	85,3	83,7	83,9	85,5
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	181,9	180,9	178,0	177,5	178,2	177,8
Fernwärme	8,5	10,9	11,0	11,0	11,2	12,8	14,1	14,9	15,1
Holz	24,3	30,2	29,9	30,9	32,1	32,7	32,0	30,8	30,3
Kohle	15,1	3,8	3,2	3,7	3,1	2,7	2,5	2,5	2,5
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	14,8	14,0	14,0	13,9	13,5	13,5	13,2
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,0	8,7	12,8	16,6	19,1	20,2	20,6
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	831,3	801,5	784,1	777,9	774,8	770,9
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	619,0	584,8	550,5	530,2	521,7	517,1	513,9
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	181,9	180,9	178,0	177,5	178,2	177,8
Sonstige	41,4	60,6	60,8	64,6	70,1	75,9	78,6	79,4	79,2
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	831,3	801,5	784,1	777,9	774,8	770,9
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	264,1	250,9	238,5	230,7	226,1	221,5	216,8
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	139,8	133,8	128,8	125,3	122,4	119,4	117,9
Industrie	172,7	178,0	179,4	170,2	156,8	148,2	146,2	149,6	152,0
Verkehr	248,0	269,5	275,6	276,4	277,3	279,9	283,1	284,4	284,1
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	831,3	801,5	784,1	777,9	774,8	770,9

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-10: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
„Förderabgabe allein“, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	140,5	129,8	119,6	110,6	104,7	99,9	95,3
Heizöl EL	160,7	144,4	140,5	129,8	119,6	110,6	104,7	99,9	95,3
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,5	38,5	39,3	39,1	39,1	39,3	39,4
Elektrizität	53,1	59,4	60,2	61,5	61,8	61,0	60,2	59,1	57,7
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,0	5,3	6,1	6,6	6,9	6,8
Holz	19,4	19,7	19,4	19,9	20,5	20,6	20,1	19,3	18,7
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	4,6	7,0	9,2	10,7	11,4	11,7
Insgesamt	263,5	265,2	264,1	259,6	253,5	246,7	241,5	235,9	229,6
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,2	54,9	50,4	46,8	43,7	41,1	39,1
Heizöl EL	55,7	52,8	51,4	46,7	42,0	38,2	35,1	32,5	30,3
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,2	8,4	8,6	8,6	8,6	8,8
Erdgas	14,2	18,2	18,7	18,9	18,8	18,3	17,9	17,8	18,0
Elektrizität	43,7	49,7	50,2	50,7	51,5	51,4	51,1	50,3	49,6
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,8	3,1	3,2	3,3	3,3
Holz	2,4	2,5	2,5	2,8	3,0	3,0	2,9	2,6	2,5
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,3	4,3
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	2,9	3,8	4,5	4,8	4,9	5,1
Insgesamt	127,1	140,3	139,8	137,3	134,7	131,4	128,1	124,3	122,0
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	49,6	45,8	41,2	38,5	37,3	37,6	37,7
Heizöl EL	25,1	30,4	29,3	26,2	23,6	22,0	20,1	20,1	19,8
Heizöl M+S	20,5	10,9	10,8	10,4	8,5	7,3	7,8	8,1	8,4
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,5	9,2	9,1	9,2	9,3	9,4	9,5
Erdgas	30,5	44,7	45,3	42,9	39,4	36,7	36,1	36,5	37,6
Elektrizität	60,8	57,1	59,3	60,6	58,8	57,1	57,4	59,7	61,1
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,3	2,9	2,7	2,6	2,7	2,7
Holz	2,5	8,1	7,9	7,7	7,6	7,6	7,4	7,4	7,4
Kohle	14,5	3,7	3,0	3,6	3,1	2,8	2,7	2,8	2,8
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,4	9,7	9,9	9,9	9,4	9,4	9,0
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,7	1,1	1,4	1,5	1,6	1,5
Insgesamt	172,7	178,0	179,4	174,4	163,9	156,5	154,6	157,7	159,8

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-10: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
„Förderabgabe allein“, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	200,2	196,6	194,0	189,9	186,2	184,7	183,0
Benzin	155,6	161,8	161,6	158,2	153,5	148,6	144,4	142,1	140,1
Diesel	35,0	37,0	38,6	38,4	40,5	41,3	41,8	42,5	43,0
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Elektrizität	9,4	9,4	9,4	10,7	11,6	11,7	11,9	12,0	12,0
Insgesamt	248,0	269,5	275,6	279,1	282,4	285,8	289,2	290,3	289,6
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	515,4	498,9	481,9	470,0	463,0	456,9	449,6
HEL	241,5	227,7	221,1	202,7	185,2	170,8	159,9	152,5	145,4
H M+S	20,5	10,9	10,8	10,4	8,5	7,3	7,8	8,1	8,4
Benzin	155,6	161,8	161,6	158,2	153,5	148,6	144,4	142,1	140,1
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	55,9	55,8	58,0	59,0	59,7	60,6	61,3
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Erdgas	69,8	97,5	100,4	100,3	97,5	94,0	93,1	93,6	95,0
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	183,6	183,7	181,2	180,6	181,0	180,3
Fernwärme	8,5	10,9	11,0	11,0	11,0	11,9	12,5	12,9	12,8
Holz	24,3	30,2	29,9	30,4	31,1	31,2	30,5	29,3	28,5
Kohle	15,1	3,8	3,2	3,8	3,2	2,8	2,8	2,9	2,9
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	14,8	14,2	14,3	14,3	13,8	13,8	13,3
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,0	8,2	11,9	15,0	17,0	17,9	18,4
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	850,4	834,5	820,4	813,4	808,2	800,9
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	619,0	603,0	582,6	566,8	559,0	553,4	547,5
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	183,6	183,7	181,2	180,6	181,0	180,3
Sonstige	41,4	60,6	60,8	63,8	68,2	72,4	73,8	73,8	73,1
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	850,4	834,5	820,4	813,4	808,2	800,9
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	264,1	259,6	253,5	246,7	241,5	235,9	229,6
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	139,8	137,3	134,7	131,4	128,1	124,3	122,0
Industrie	172,7	178,0	179,4	174,4	163,9	156,5	154,6	157,7	159,8
Verkehr	248,0	269,5	275,6	279,1	282,4	285,8	289,2	290,3	289,6
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	850,4	834,5	820,4	813,4	808,2	800,9

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 5-11: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 „Abgabe gemäss Grundnorm allein“, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160,7	144,4	140,5	124,2	113,5	108,1	105,1	101,8	97,9
Heizöl EL	160,7	144,4	140,5	124,2	113,5	108,1	105,1	101,8	97,9
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,1	34,6	36,5	38,3	39,9	41,4	42,6	43,4	43,8
Elektrizität	53,1	59,4	60,2	60,9	60,7	59,9	59,0	57,8	56,6
Fernwärme	4,4	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3
Holz	19,4	19,7	19,4	19,2	19,0	18,7	18,5	18,3	17,7
Kohle	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Übrige erneuerbare Energien	0,1	2,0	2,4	3,7	4,9	6,0	7,1	8,0	8,7
Insgesamt	263,5	265,2	264,1	251,5	243,2	239,3	237,6	234,7	230,1
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63,1	60,6	59,2	52,8	48,0	45,5	43,3	41,3	39,5
Heizöl EL	55,7	52,8	51,4	44,6	39,6	36,9	34,8	32,6	30,7
Heizöl M+S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel, sonstige	7,5	7,8	7,8	8,2	8,4	8,6	8,6	8,6	8,8
Erdgas	14,2	18,2	18,7	18,7	18,9	19,0	19,2	19,2	19,6
Elektrizität	43,7	49,7	50,2	50,2	50,8	50,8	50,5	49,6	49,0
Fernwärme	1,9	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1
Holz	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Müll, Industrieabfälle	0,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
Übrige erneuerbare Energien	1,5	2,2	2,2	2,6	3,1	3,3	3,5	3,6	3,9
Insgesamt	127,1	140,3	139,8	134,0	130,5	128,3	126,3	123,6	122,1
3. Industrie									
Erdölprodukte	55,5	50,2	49,6	45,1	40,2	38,3	37,7	37,9	38,2
Heizöl EL	25,1	30,4	29,3	25,9	23,3	22,2	20,8	20,7	20,5
Heizöl M+S	20,5	10,9	10,8	10,2	8,1	7,2	7,9	8,1	8,4
Diesel, sonstige	10,0	8,9	9,5	9,0	8,8	8,9	9,0	9,1	9,3
Erdgas	30,5	44,7	45,3	43,0	40,1	38,7	38,8	39,3	40,6
Elektrizität	60,8	57,1	59,3	60,9	59,5	58,4	59,0	61,2	62,6
Fernwärme	2,2	3,5	3,5	3,3	2,9	2,6	2,4	2,5	2,4
Holz	2,5	8,1	7,9	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,6
Kohle	14,5	3,7	3,0	3,9	3,5	3,4	3,3	3,4	3,4
Müll, Industrieabfälle	6,6	10,3	10,4	9,9	10,5	10,9	10,5	10,4	9,9
Übrige erneuerbare Energien	0,1	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Insgesamt	172,7	178,0	179,4	174,4	164,8	160,5	159,9	162,8	165,4

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 5-11: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 „Abgabe gemäss Grundnorm allein“, (Sensitivität)

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr ²⁾									
Treibstoffe	190,6	198,8	200,2	194,8	191,9	188,8	185,7	184,6	183,4
Benzin	155,6	161,8	161,6	156,8	151,9	147,8	144,1	142,1	140,4
Diesel	35,0	37,0	38,6	38,0	40,0	41,0	41,6	42,4	43,0
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Elektrizität	9,4	9,4	9,4	10,7	11,6	11,7	11,9	12,0	12,0
Insgesamt	248,0	269,5	275,6	277,3	280,3	284,7	288,7	290,2	289,9
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518,0	515,4	515,4	488,7	470,4	465,0	463,0	459,2	453,5
HEL	241,5	227,7	221,1	194,8	176,4	167,3	160,6	155,2	149,1
H M+S	20,5	10,9	10,8	10,2	8,1	7,2	7,9	8,1	8,4
Benzin	155,6	161,8	161,6	156,8	151,9	147,8	144,1	142,1	140,4
Diesel, inkl. Petrolkoks	52,5	53,7	55,9	55,2	57,2	58,5	59,2	60,2	61,1
Flugtreibstoffe	48,0	61,3	65,9	71,8	76,7	84,2	91,2	93,6	94,5
Erdgas	69,8	97,5	100,4	100,0	98,9	99,1	100,6	101,9	103,9
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	182,7	182,6	180,8	180,4	180,7	180,3
Fernwärme	8,5	10,9	11,0	11,0	10,7	10,5	10,5	10,7	10,9
Holz	24,3	30,2	29,9	29,4	28,9	28,6	28,3	28,1	27,6
Kohle	15,1	3,8	3,2	4,0	3,6	3,5	3,4	3,5	3,5
Müll, Industrieabfälle	6,9	14,8	14,8	14,4	15,0	15,4	15,0	15,0	14,5
Übrige erneuerbare Energien	1,7	4,6	5,0	6,8	8,6	9,9	11,3	12,4	13,4
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	837,1	818,7	812,8	812,5	811,3	807,5
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602,9	616,8	619,0	592,8	572,9	567,6	567,0	564,5	560,9
Elektrizität	167,0	175,6	179,1	182,7	182,6	180,8	180,4	180,7	180,3
Sonstige	41,4	60,6	60,8	61,6	63,2	64,5	65,1	66,1	66,4
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	837,1	818,7	812,8	812,5	811,3	807,5
nach Sektoren									
Privathaushalte	263,5	265,2	264,1	251,5	243,2	239,3	237,6	234,7	230,1
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127,1	140,3	139,8	134,0	130,5	128,3	126,3	123,6	122,1
Industrie	172,7	178,0	179,4	174,4	164,8	160,5	159,9	162,8	165,4
Verkehr	248,0	269,5	275,6	277,3	280,3	284,7	288,7	290,2	289,9
Insgesamt	811,3	853,0	859,0	837,1	818,7	812,8	812,5	811,3	807,5

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhang 6

Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen
und Energieträgern
im Politikfall CO₂-Gesetz

Anhangtabelle 6-1: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Hohes
BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	129.5	112.7	104.4	100.2	97.1	92.8
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	129.5	112.7	104.4	100.2	97.1	92.8
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	41.9	46.1	48.2	50.3	50.6	50.7
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	62.0	62.7	62.0	61.2	60.0	58.7
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
Holz	19.4	19.7	19.5	19.6	19.6	19.4	19.3	19.1	18.6
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.8	5.2	6.3	7.5	8.5	9.3
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	262.0	251.6	245.8	244.0	240.9	235.8
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	54.8	47.9	44.5	42.1	40.2	38.4
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	46.5	39.3	35.7	33.3	31.2	29.1
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	20.3	21.4	21.7	22.0	21.9	22.1
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.4	56.2	56.9	57.3	56.8	56.4
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.5
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	140.8	138.5	136.4	135.1	132.7	131.3
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	47.8	42.4	40.5	40.5	41.3	41.4
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	27.4	24.4	23.2	22.2	22.5	22.1
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	8.5	7.5	8.3	8.7	9.0
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.6	9.5	9.8	10.0	10.1	10.3
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.8	48.0	47.1	47.2	47.8	49.3
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.6	68.1	69.0	70.7	72.4	74.3
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.3	3.0	2.8	2.9	2.8
Holz	2.5	8.1	8.0	8.1	8.4	8.6	8.7	8.8	9.0
Kohle	14.5	3.7	3.1	3.8	3.1	3.0	2.9	2.9	2.9
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.5	11.7	12.5	12.1	12.1	11.6
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	187.9	185.8	184.4	185.9	189.3	192.3

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 6-1: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung),
Hohes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	200.0	194.5	191.8	188.1	187.3	185.9
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	150.2	145.2	140.3	138.3	136.2
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.1	44.3	46.6	47.8	49.1	49.8
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.2	12.7	13.1	13.5	13.7	13.8
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	284.0	285.9	291.6	295.8	297.8	297.7
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	504.9	476.3	467.8	465.1	462.7	456.5
HEL	241.5	227.7	222.4	203.4	176.4	163.3	155.7	150.8	144.1
H M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	8.5	7.5	8.3	8.7	9.0
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	150.2	145.2	140.3	138.3	136.2
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.0	62.4	65.1	66.6	68.1	69.3
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	110.0	115.5	116.9	119.5	120.3	122.1
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	192.1	199.7	201.0	202.7	202.9	203.2
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.2	11.1	11.2	11.4	11.7
Holz	24.3	30.2	30.1	30.2	30.4	30.5	30.5	30.4	30.0
Kohle	15.1	3.8	3.2	3.9	3.3	3.1	3.0	3.0	3.0
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.3	17.2	16.9	16.9	16.4
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.1	10.5	12.0	13.1	14.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.7	861.8	858.2	860.8	860.7	857.1
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	618.8	595.0	587.8	587.6	585.9	581.6
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	192.1	199.7	201.0	202.7	202.9	203.2
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.8	67.1	69.3	70.5	71.9	72.3
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.7	861.8	858.2	860.8	860.7	857.1
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	262.0	251.6	245.8	244.0	240.9	235.8
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	140.8	138.5	136.4	135.1	132.7	131.3
Industrie	172.7	178.0	181.4	187.9	185.8	184.4	185.9	189.3	192.3
Verkehr	248.0	269.5	277.0	284.0	285.9	291.6	295.8	297.8	297.7
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.7	861.8	858.2	860.8	860.7	857.1

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 6-2: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Hohes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	129.8	105.6	90.5	84.3	81.8	78.3
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	129.8	105.6	90.5	84.3	81.8	78.3
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	42.1	48.0	50.5	53.0	54.1	54.1
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	61.0	59.6	57.5	55.8	54.2	52.5
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.3	5.4	5.6	5.8	6.0
Holz	19.4	19.7	19.5	19.6	19.7	19.8	19.8	19.7	19.2
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.9	5.3	6.7	8.0	9.1	10.0
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	261.7	243.6	230.5	226.6	224.7	220.2
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	54.9	45.4	39.7	36.7	35.2	33.7
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	46.6	36.8	30.9	27.9	26.2	24.5
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	20.3	21.9	22.1	22.6	22.6	22.7
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.2	55.5	55.8	55.7	54.9	54.3
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	3.4	3.7
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.7	4.9	5.0	5.1	5.2
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.8
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	140.8	135.8	131.3	129.2	127.4	126.4
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	47.8	39.7	35.2	34.7	35.8	35.8
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	27.4	22.5	19.7	18.5	19.0	18.6
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	7.8	6.0	6.5	7.0	7.2
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.6	9.4	9.5	9.7	9.8	10.0
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.8	48.2	46.9	46.7	47.3	48.7
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.5	67.6	68.3	69.7	71.2	72.9
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.2	2.9	2.7	2.7	2.7
Holz	2.5	8.1	8.0	8.2	8.4	8.8	9.1	9.2	9.4
Kohle	14.5	3.7	3.1	3.7	2.7	2.2	2.1	2.0	2.0
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.4	11.5	12.3	11.9	11.9	11.4
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	1.2	1.3	1.3	1.3
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	187.6	182.2	177.8	178.1	181.6	184.2

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 6-2: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Hohes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	200.0	191.8	187.7	183.5	182.7	181.3
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	148.1	142.2	137.0	134.9	132.8
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.1	43.6	45.5	46.5	47.8	48.5
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.2	12.7	13.2	13.6	13.8	13.9
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	284.0	283.2	287.6	291.2	293.3	293.2
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	505.4	461.1	439.8	433.4	432.3	427.1
HEL	241.5	227.7	222.4	203.8	164.9	141.1	130.7	127.0	121.4
H M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	7.8	6.0	6.5	7.0	7.2
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	148.1	142.2	137.0	134.9	132.8
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.0	61.6	63.9	65.1	66.6	67.7
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	110.2	118.1	119.5	122.3	124.0	125.5
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.9	195.5	194.8	194.8	194.2	193.7
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.3	11.2	11.4	11.9	12.4
Holz	24.3	30.2	30.1	30.3	30.6	31.2	31.4	31.6	31.5
Kohle	15.1	3.8	3.2	3.8	2.8	2.3	2.2	2.1	2.1
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.2	17.1	16.9	17.0	16.6
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.2	11.1	12.7	13.9	15.1
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.2	844.8	827.1	825.1	826.9	824.1
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	619.5	582.0	561.6	557.9	558.3	554.7
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	190.9	195.5	194.8	194.8	194.2	193.7
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.8	67.3	70.7	72.4	74.4	75.7
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.2	844.8	827.1	825.1	826.9	824.1
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	261.7	243.6	230.5	226.6	224.7	220.2
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	140.8	135.8	131.3	129.2	127.4	126.4
Industrie	172.7	178.0	181.4	187.6	182.2	177.8	178.1	181.6	184.2
Verkehr	248.0	269.5	277.0	284.0	283.2	287.6	291.2	293.3	293.2
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.2	844.8	827.1	825.1	826.9	824.1

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 6-3: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
 Variante M+ (40) (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Hohes BIP, in
 PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	129.5	113.0	100.9	90.1	84.5	81.0
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	129.5	113.0	100.9	90.1	84.5	81.0
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	41.9	46.3	49.3	52.1	53.0	53.1
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	62.0	61.7	59.7	57.9	56.2	54.3
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.3	5.4	5.6	5.8	6.0
Holz	19.4	19.7	19.5	19.6	19.7	19.8	19.8	19.7	19.2
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.9	5.3	6.7	8.0	9.1	10.0
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	262.1	251.4	241.9	233.5	228.3	223.7
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.5	54.8	48.0	43.3	38.7	36.1	34.6
Heizöl EL	55.7	52.8	51.6	46.5	39.4	34.5	29.8	27.1	25.4
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.8	20.3	21.4	21.9	22.4	22.3	22.5
Elektrizität	43.7	49.7	50.8	53.3	56.0	56.4	56.5	55.8	55.2
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	3.4	3.7
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.7	4.9	5.0	5.1	5.2
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.8
Insgesamt	127.1	140.3	140.9	140.8	138.6	135.3	131.8	128.9	127.9
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	50.1	47.8	42.4	38.8	36.5	36.6	36.6
Heizöl EL	25.1	30.4	29.6	27.4	24.4	22.2	19.7	19.5	19.2
Heizöl M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	8.5	6.9	7.1	7.2	7.4
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.6	9.6	9.5	9.7	9.7	9.8	10.0
Erdgas	30.5	44.7	45.8	47.8	48.0	47.1	47.0	47.5	48.9
Elektrizität	60.8	57.1	60.0	65.6	68.0	68.7	70.2	71.8	73.5
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.5	3.2	2.9	2.7	2.7	2.7
Holz	2.5	8.1	8.0	8.2	8.4	8.8	9.1	9.2	9.4
Kohle	14.5	3.7	3.1	3.7	3.1	2.6	2.2	2.1	2.1
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.5	10.4	11.5	12.3	11.9	11.9	11.4
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	1.2	1.3	1.3	1.3
Insgesamt	172.7	178.0	181.4	187.7	185.4	182.4	180.9	183.2	185.9

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 6-3: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante M+ (40) (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Hohes BIP, in
PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	201.3	200.0	194.5	189.8	184.4	182.9	181.5
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	150.2	143.7	137.6	135.0	132.9
Diesel	35.0	37.0	39.2	41.1	44.3	46.1	46.8	47.8	48.5
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Elektrizität	9.4	9.4	9.5	11.2	12.7	13.2	13.6	13.8	13.9
Insgesamt	248.0	269.5	277.0	284.0	285.9	289.7	292.1	293.5	293.4
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	518.3	504.9	476.7	459.4	443.9	436.8	431.5
HEL	241.5	227.7	222.4	203.4	176.8	157.6	139.7	131.2	125.5
H M+S	20.5	10.9	11.0	10.8	8.5	6.9	7.1	7.2	7.4
Benzin	155.6	161.8	162.1	158.9	150.2	143.7	137.6	135.0	132.9
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	56.6	59.0	62.4	64.5	65.4	66.6	67.7
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	66.2	72.9	78.7	86.7	94.2	96.8	98.0
Erdgas	69.8	97.5	101.2	110.0	115.7	118.4	121.5	122.8	124.5
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	192.0	198.4	198.0	198.2	197.5	196.9
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.3	11.3	11.2	11.4	11.9	12.4
Holz	24.3	30.2	30.1	30.3	30.6	31.2	31.4	31.6	31.5
Kohle	15.1	3.8	3.2	3.8	3.2	2.7	2.3	2.2	2.2
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	15.0	15.1	16.2	17.1	16.9	17.0	16.6
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.2	11.1	12.7	13.9	15.1
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.6	861.3	849.2	838.4	833.8	830.8
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	622.7	618.8	595.6	580.6	567.7	561.9	558.3
Elektrizität	167.0	175.6	180.6	192.0	198.4	198.0	198.2	197.5	196.9
Sonstige	41.4	60.6	61.2	63.8	67.3	70.7	72.4	74.4	75.7
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.6	861.3	849.2	838.4	833.8	830.8
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	262.1	251.4	241.9	233.5	228.3	223.7
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	140.9	140.8	138.6	135.3	131.8	128.9	127.9
Industrie	172.7	178.0	181.4	187.7	185.4	182.4	180.9	183.2	185.9
Verkehr	248.0	269.5	277.0	284.0	285.9	289.7	292.1	293.5	293.4
Insgesamt	811.3	853.0	864.5	874.6	861.3	849.2	838.4	833.8	830.8

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 6-4: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Tiefes
BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	131.0	118.1	110.7	105.8	101.7	96.9
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	131.0	118.1	110.7	105.8	101.7	96.9
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.8	44.3	46.4	47.5	47.7	47.8
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	61.6	61.8	61.1	60.1	58.9	57.5
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3
Holz	19.4	19.7	19.5	19.3	19.1	18.9	18.7	18.4	17.9
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.8	5.1	6.1	7.3	8.2	8.9
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	261.6	253.7	248.4	244.6	240.3	234.3
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.2	55.3	49.9	46.7	43.9	41.6	39.6
Heizöl EL	55.7	52.8	51.4	47.0	41.3	37.9	35.1	32.7	30.4
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.7	19.8	20.8	21.0	21.0	20.9	21.0
Elektrizität	43.7	49.7	50.2	50.8	51.6	51.6	51.3	50.4	49.7
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.7
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.9
Insgesamt	127.1	140.3	139.8	138.2	135.0	132.4	129.6	126.4	124.4
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	49.6	46.0	40.6	38.4	37.6	38.0	37.9
Heizöl EL	25.1	30.4	29.3	26.4	23.4	22.2	20.7	20.7	20.4
Heizöl M+S	20.5	10.9	10.8	10.5	8.3	7.2	7.9	8.1	8.3
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.5	9.2	8.9	9.0	9.1	9.1	9.3
Erdgas	30.5	44.7	45.3	44.9	43.2	41.6	41.1	41.4	42.5
Elektrizität	60.8	57.1	59.3	61.5	60.7	59.7	60.2	62.4	63.7
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.3	2.9	2.6	2.4	2.5	2.4
Holz	2.5	8.1	7.9	7.7	7.5	7.5	7.5	7.6	7.7
Kohle	14.5	3.7	3.0	3.7	3.1	2.9	2.8	2.8	2.8
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.4	9.9	10.5	10.9	10.5	10.4	9.9
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0
Insgesamt	172.7	178.0	179.4	177.8	169.3	164.5	163.2	165.9	167.9

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 6-4: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Referenz mit Kernenergie (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Tiefes
BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	200.2	197.4	194.1	190.7	186.8	185.2	183.6
Benzin	155.6	161.8	161.6	158.9	153.6	149.2	144.9	142.6	140.5
Diesel	35.0	37.0	38.6	38.6	40.5	41.4	41.9	42.6	43.0
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Elektrizität	9.4	9.4	9.4	10.7	11.6	11.7	11.9	12.0	12.0
Insgesamt	248.0	269.5	275.6	279.9	282.4	286.6	289.9	290.8	290.1
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	516.1	501.5	479.3	470.6	465.4	460.1	452.5
HEL	241.5	227.7	221.9	204.4	182.7	170.7	161.6	155.1	147.7
H M+S	20.5	10.9	10.8	10.5	8.3	7.2	7.9	8.1	8.3
Benzin	155.6	161.8	161.6	158.9	153.6	149.2	144.9	142.6	140.5
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	55.9	56.0	58.0	59.2	59.8	60.7	61.5
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Erdgas	69.8	97.5	100.6	105.5	108.3	108.9	109.7	110.0	111.3
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	184.6	185.8	184.1	183.5	183.6	182.9
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.0	10.7	10.5	10.5	10.7	10.9
Holz	24.3	30.2	30.0	29.5	29.1	28.9	28.6	28.4	27.9
Kohle	15.1	3.8	3.2	3.8	3.2	3.0	2.9	2.9	2.9
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	14.8	14.5	15.0	15.5	15.0	15.0	14.5
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.1	9.0	10.4	11.7	12.8	13.8
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	857.5	840.4	831.9	827.3	823.4	816.8
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	619.9	610.8	590.8	582.5	577.9	572.9	566.8
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	184.6	185.8	184.1	183.5	183.6	182.9
Sonstige	41.4	60.6	61.0	62.1	63.9	65.2	65.8	66.9	67.1
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	857.5	840.4	831.9	827.3	823.4	816.8
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	261.6	253.7	248.4	244.6	240.3	234.3
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	139.8	138.2	135.0	132.4	129.6	126.4	124.4
Industrie	172.7	178.0	179.4	177.8	169.3	164.5	163.2	165.9	167.9
Verkehr	248.0	269.5	275.6	279.9	282.4	286.6	289.9	290.8	290.1
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	857.5	840.4	831.9	827.3	823.4	816.8

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhangtabelle 6-5: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Tiefes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1. Privathaushalte									
Erdölprodukte	160.7	144.4	141.2	131.2	116.9	104.5	95.0	90.1	86.1
Heizöl EL	160.7	144.4	141.2	131.2	116.9	104.5	95.0	90.1	86.1
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	25.1	34.6	36.6	40.9	45.4	48.4	50.0	51.1	51.1
Elektrizität	53.1	59.4	60.3	60.6	58.7	56.5	54.6	53.0	51.2
Fernwärme	4.4	5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.6	5.7
Holz	19.4	19.7	19.5	19.5	19.4	19.3	19.1	19.0	18.5
Kohle	0.7	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Übrige erneuerbare Energien	0.1	2.0	2.4	3.9	5.3	6.5	7.7	8.7	9.6
Insgesamt	263.5	265.2	265.2	261.3	250.9	240.5	231.9	227.6	222.2
2. Dienstleist., Landwirtschaft									
Erdölprodukte	63.1	60.6	59.2	55.4	49.3	44.4	40.2	37.8	36.1
Heizöl EL	55.7	52.8	51.4	47.1	40.8	35.6	31.4	28.8	26.9
Heizöl M+S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel, sonstige	7.5	7.8	7.8	8.3	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2
Erdgas	14.2	18.2	18.7	19.9	21.0	21.5	21.6	21.6	21.7
Elektrizität	43.7	49.7	50.2	50.6	50.9	50.5	49.7	48.5	47.6
Fernwärme	1.9	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	3.0	3.2	3.6
Holz	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.6	2.7
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Müll, Industrieabfälle	0.3	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0
Übrige erneuerbare Energien	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.3	3.5	3.6	3.8
Insgesamt	127.1	140.3	139.8	138.2	134.2	129.8	125.3	122.2	120.6
3. Industrie									
Erdölprodukte	55.5	50.2	49.6	45.9	39.7	35.8	33.6	33.8	33.8
Heizöl EL	25.1	30.4	29.3	26.4	22.9	20.5	18.2	18.3	17.9
Heizöl M+S	20.5	10.9	10.8	10.3	7.9	6.4	6.6	6.8	7.0
Diesel, sonstige	10.0	8.9	9.5	9.2	8.9	8.8	8.8	8.8	8.9
Erdgas	30.5	44.7	45.3	44.8	43.2	41.7	41.1	41.3	42.4
Elektrizität	60.8	57.1	59.3	61.4	60.2	59.1	59.2	61.2	62.4
Fernwärme	2.2	3.5	3.5	3.3	2.9	2.5	2.3	2.4	2.3
Holz	2.5	8.1	7.9	7.7	7.6	7.7	7.8	7.9	8.1
Kohle	14.5	3.7	3.0	3.7	2.9	2.4	2.1	2.1	2.1
Müll, Industrieabfälle	6.6	10.3	10.4	9.9	10.3	10.7	10.3	10.2	9.7
Übrige erneuerbare Energien	0.1	0.4	0.4	0.8	1.1	1.2	1.3	1.3	1.3
Insgesamt	172.7	178.0	179.4	177.5	168.0	161.2	157.7	160.1	162.0

prognos 2000

Fortsetzung

Anhangtabelle 6-5: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen und Energieträgern
Variante SoA (CO₂-Gesetz mit CO₂-Zielerreichung), Tiefes BIP, in PJ

	1990 ¹⁾	1998 ¹⁾	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
4. Verkehr 2)									
Treibstoffe	190.6	198.8	200.2	197.4	193.2	187.3	181.0	178.3	176.6
Benzin	155.6	161.8	161.6	158.9	152.9	146.7	140.5	137.4	135.3
Diesel	35.0	37.0	38.6	38.6	40.3	40.6	40.5	40.9	41.3
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Elektrizität	9.4	9.4	9.4	10.7	11.6	11.8	12.0	12.1	12.2
Insgesamt	248.0	269.5	275.6	279.9	281.6	283.3	284.2	284.1	283.3
Alle Bereiche									
Erdölprodukte	518.0	515.4	516.1	501.7	475.9	456.2	441.0	433.7	427.1
HEL	241.5	227.7	221.9	204.7	180.6	160.7	144.6	137.2	130.9
H M+S	20.5	10.9	10.8	10.3	7.9	6.4	6.6	6.8	7.0
Benzin	155.6	161.8	161.6	158.9	152.9	146.7	140.5	137.4	135.3
Diesel, inkl. Petrolkoks	52.5	53.7	55.9	56.0	57.8	58.3	58.1	58.7	59.4
Flugtreibstoffe	48.0	61.3	65.9	71.8	76.7	84.2	91.2	93.6	94.5
Erdgas	69.8	97.5	100.6	105.6	109.6	111.6	112.7	114.0	115.2
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	183.3	181.4	177.8	175.5	174.8	173.4
Fernwärme	8.5	10.9	11.1	11.0	10.8	10.6	10.7	11.1	11.7
Holz	24.3	30.2	30.0	29.8	29.5	29.5	29.5	29.5	29.3
Kohle	15.1	3.8	3.2	3.8	3.0	2.5	2.2	2.2	2.2
Müll, Industrieabfälle	6.9	14.8	14.8	14.4	15.0	15.5	15.1	15.1	14.7
Übrige erneuerbare Energien	1.7	4.6	5.1	7.4	9.5	11.0	12.4	13.6	14.7
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	856.9	834.7	814.7	799.1	794.0	788.1
nach Energieträgergruppen									
Fossile Energieträger	602.9	616.8	619.9	611.0	588.5	570.4	555.9	549.9	544.4
Elektrizität	167.0	175.6	179.2	183.3	181.4	177.8	175.5	174.8	173.4
Sonstige	41.4	60.6	61.0	62.6	64.8	66.6	67.7	69.4	70.3
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	856.9	834.7	814.7	799.1	794.0	788.1
nach Sektoren									
Privathaushalte	263.5	265.2	265.2	261.3	250.9	240.5	231.9	227.6	222.2
Dienstleistungen, Landwirtschaft	127.1	140.3	139.8	138.2	134.2	129.8	125.3	122.2	120.6
Industrie	172.7	178.0	179.4	177.5	168.0	161.2	157.7	160.1	162.0
Verkehr	248.0	269.5	275.6	279.9	281.6	283.3	284.2	284.1	283.3
Insgesamt	811.3	853.0	860.1	856.9	834.7	814.7	799.1	794.0	788.1

1) klimabereinigte, modellerrechnete Werte

prognos 2000

2) Treibstoffe nach Absatzprinzip

Anhang 7

**Detailergebnisse Stromverbrauch
im Haushaltssektor**

Anhangtabelle 7-1A: Stromverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen
(Referenz mit Kernenergie), Energiegesetz, in GWh

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Beleuchtung	1251	1299	1296	1267	1240	1211	1180
Geschirrspüler	397	459	490	510	523	524	518
Kühlschrank	716	631	585	539	498	460	425
Kühl-Gefriergerät	408	415	418	414	407	399	390
Gefriergerät	678	645	618	579	543	509	477
Waschmaschine	660	530	468	418	381	352	327
Waschtrockner	324	361	379	391	399	403	406
Wäschetrockner	241	272	286	293	286	280	261
Farb-TV	831	899	807	622	557	488	460
Video	414	489	524	548	569	580	580
Radio, Phono	226	241	245	244	244	243	243
Dunstabzugshaube	72	76	79	80	81	82	82
Kaffeemaschine	169	184	190	191	192	190	189
Toaster	50	54	55	55	55	55	55
Fon	73	77	78	78	78	78	79
Grill	80	86	88	89	89	90	90
Bügeleisen	59	61	62	62	62	61	61
Staubsauger	60	63	64	64	64	64	64
Luftbefeuchter (o.Klima)	343	353	355	354	351	348	343
Friteuse	33	36	37	38	39	40	40
Computer	55	91	111	123	129	130	130
Mikrowelle	24	31	35	38	41	43	44
Elektroherd	1519	1551	1545	1520	1499	1482	1463
Elektro-Warmwasser	1877	1901	1878	1838	1777	1724	1673
Elektro-Warmwasser-Wärmepumpe	20	25	29	32	35	38	42
Hilfsenergie Heizungen	960	1046	1081	1101	1112	1112	1106
Elektro-Heiz-Wärmepumpe	326	454	535	580	614	637	654
Elektro-Heizungen	2807	2815	2734	2614	2437	2246	2022
Elektrisches Kleinheizgerät	548	539	523	511	502	495	492
Sonstige Verbräuche	970	1205	1436	1638	1782	1901	2001
Gemeinschaftsbeleuchtung	313	315	315	313	310	303	295
Insgesamt	16501	17207	17345	17144	16898	16570	16195

Anhangtabelle 7-1B: Spezifischer Stromverbrauch/Gerät für ausgewählte Geräte
(Referenz mit Kernenergie), Energiegesetz, in GWh

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kühlschrank	278	243	223	207	192	178	165
Kühl-Gefriergerät	345	338	306	282	262	244	227
Tiefkühlgerät	306	280	251	227	212	199	186
Elektroherd	544	542	513	493	482	474	465
Waschmaschine	284	228	210	191	181	173	166
Waschtrockner	462	485	436	400	371	351	336
Wäschetrockner	273	293	267	246	221	207	186
Farb-TV	213	221	188	141	125	108	101

**Anhangtabelle 7-2A: Stromverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen
(SoA hoher Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Beleuchtung	1251	1299	1296	1267	1241	1212	1180
Geschirrspüler	397	447	442	430	429	432	431
Kühlschrank	716	608	507	420	365	329	301
Kühl-Gefriergerät	408	399	365	333	313	305	299
Gefriergerät	678	625	554	486	443	417	397
Waschmaschine	660	523	445	385	348	322	299
Waschtrockner	324	346	341	333	333	337	341
Wäschetrockner	241	264	254	240	225	220	207
Farb-TV	831	861	683	508	449	382	356
Video	414	489	524	548	569	580	580
Radio, Phono	226	241	245	244	244	243	243
Dunstabzugshaube	72	76	79	80	81	82	82
Kaffeemaschine	169	184	190	191	192	190	189
Toaster	50	54	55	55	55	55	55
Fon	73	77	78	78	78	78	79
Grill	80	86	88	89	89	90	90
Bügeleisen	59	61	62	62	62	61	61
Staubsauger	60	63	64	64	64	64	64
Luftbefeuchter (o.Klima)	343	353	355	354	351	348	343
Friteuse	33	36	37	38	39	40	40
Computer	55	91	111	123	129	130	130
Mikrowelle	24	31	35	38	41	43	44
Elektroherd	1519	1548	1535	1505	1481	1465	1447
Elektro-Warmwasser	1877	1887	1831	1766	1689	1625	1565
Elektro-Warmwasser-Wärmepumpe	20	25	28	31	33	36	39
Hilfsenergie Heizungen	960	1046	1081	1101	1112	1113	1106
Elektro-Heiz-Wärmepumpe	326	471	586	656	702	732	755
Elektro-Heizungen	2807	2620	2077	1569	1107	733	341
Elektrisches Kleinheizgerät	548	539	523	511	502	495	492
Sonstige Verbräuche	970	1205	1436	1638	1782	1901	2001
Gemeinschaftsbeleuchtung	313	315	315	313	310	303	295
Insgesamt	16501	16870	16221	15458	14859	14362	13853

**Anhangtabelle 7-2B: Spezifischer Stromverbrauch/Gerät für ausgewählte Geräte
(SoA hoher Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kühlschrank	278	234	194	161	140	127	117
Kühl-Gefriergerät	345	324	268	227	202	186	174
Tiefkühlgerät	306	271	225	190	173	163	155
Elektroherd	544	541	509	488	477	468	460
Waschmaschine	284	225	200	176	165	158	151
Waschtrockner	462	464	391	340	310	293	282
Wäschetrockner	273	284	238	202	174	163	147
Farb-TV	213	212	159	115	101	85	78

**Anhangtabelle 7-3A: Stromverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen
(SoA niedriger Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Beleuchtung	1251	1299	1296	1267	1240	1211	1180
Geschirrspüler	397	454	469	478	490	496	494
Kühlschrank	716	621	552	490	447	416	388
Kühl-Gefriergerät	408	408	395	382	373	370	366
Gefriergerät	678	636	591	543	510	485	461
Waschmaschine	660	527	459	405	369	342	318
Waschtrockner	324	355	363	367	373	379	385
Wäschetrockner	241	269	272	271	263	259	245
Farb-TV	831	880	756	595	545	476	448
Video	414	489	524	548	569	580	580
Radio, Phono	226	241	245	244	244	243	243
Dunstabzugshaube	72	76	79	80	81	82	82
Kaffeemaschine	169	184	190	191	192	190	189
Toaster	50	54	55	55	55	55	55
Fon	73	77	78	78	78	78	79
Grill	80	86	88	89	89	90	90
Bügeleisen	59	61	62	62	62	61	61
Staubsauger	60	63	64	64	64	64	64
Luftbefeuchter (o.Klima)	343	353	355	354	351	348	343
Friteuse	33	36	37	38	39	40	40
Computer	55	91	111	123	129	130	130
Mikrowelle	24	31	35	38	41	43	44
Elektroherd	1519	1550	1541	1516	1495	1479	1460
Elektro-Warmwasser	1877	1894	1854	1801	1732	1673	1618
Elektro-Warmwasser-Wärmepumpe	20	25	29	31	34	37	40
Hilfsenergie Heizungen	960	1046	1081	1101	1112	1112	1106
Elektro-Heiz-Wärmepumpe	326	463	561	618	659	685	705
Elektro-Heizungen	2807	2715	2395	2076	1753	1464	1150
Elektrisches Kleinheizgerät	548	539	523	511	502	495	492
Sonstige Verbräuche	970	1205	1436	1638	1782	1901	2001
Gemeinschaftsbeleuchtung	313	315	315	313	310	303	295
Insgesamt	16501	17043	16812	16369	15982	15590	15157

**Anhangtabelle 7-3B: Spezifischer Stromverbrauch/Gerät für ausgewählte Geräte
(SoA niedriger Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kühlschrank	278	240	211	188	172	161	151
Kühl-Gefriergerät	345	332	290	260	240	226	213
Tiefkühlgerät	306	276	240	213	199	189	180
Elektroherd	544	542	512	491	481	473	464
Waschmaschine	284	227	206	186	175	168	161
Waschtrockner	462	476	417	375	347	330	318
Wäschetrockner	273	289	255	228	203	192	175
Farb-TV	213	217	176	135	122	106	99

**Anhangtabelle 7-4A: Stromverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen
(M+(40) hoher Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Beleuchtung	1251	1299	1296	1267	1240	1211	1180
Geschirrspüler	397	459	477	477	474	470	463
Kühlschrank	716	631	568	498	438	391	354
Kühl-Gefriergerät	408	415	406	385	365	351	341
Gefriergerät	678	645	602	544	499	465	438
Waschmaschine	660	530	462	403	360	330	308
Waschtrockner	324	361	369	366	360	358	360
Wäschetrockner	241	272	277	270	254	242	224
Farb-TV	831	885	728	581	518	443	421
Video	414	489	524	548	569	580	580
Radio, Phono	226	241	245	244	244	243	243
Dunstabzugshaube	72	76	79	80	81	82	82
Kaffeemaschine	169	184	190	191	192	190	189
Toaster	50	54	55	55	55	55	55
Fon	73	77	78	78	78	78	79
Grill	80	86	88	89	89	90	90
Bügeleisen	59	61	62	62	62	61	61
Staubsauger	60	63	64	64	64	64	64
Luftbefeuchter (o.Klima)	343	353	355	354	351	348	343
Friteuse	33	36	37	38	39	40	40
Computer	55	91	111	123	129	130	130
Mikrowelle	24	31	35	38	41	43	44
Elektroherd	1519	1551	1542	1513	1489	1471	1453
Elektro-Warmwasser	1877	1901	1865	1798	1718	1653	1592
Elektro-Warmwasser-Wärmepumpe	20	25	29	31	34	37	40
Hilfsenergie Heizungen	960	1046	1081	1101	1112	1112	1107
Elektro-Heiz-Wärmepumpe	326	454	549	623	673	706	730
Elektro-Heizungen	2807	2815	2545	2022	1546	1155	747
Elektrisches Kleinheizgerät	548	539	523	511	502	495	492
Sonstige Verbräuche	970	1205	1436	1638	1782	1901	2001
Gemeinschaftsbeleuchtung	313	315	315	313	310	303	295
Insgesamt	16501	17190	16993	16304	15669	15099	14548

**Anhangtabelle 7-4B: Spezifischer Stromverbrauch/Gerät für ausgewählte Geräte
(M+(40) hoher Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kühlschrank	278	243	217	191	169	151	138
Kühl-Gefriergerät	345	337	298	262	235	214	198
Tiefkühlgerät	306	280	245	213	195	182	171
Elektroherd	544	542	512	490	479	470	462
Waschmaschine	284	228	207	185	171	162	156
Waschtrockner	462	484	424	373	335	312	298
Wäschetrockner	273	293	259	227	196	179	159
Farb-TV	213	218	170	132	116	98	93

**Anhangtabelle 7-5A: Stromverbrauch im Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen
(M+(40) niedriger Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Beleuchtung	1251	1299	1296	1267	1240	1211	1180
Geschirrspüler	397	459	485	497	503	504	500
Kühlschrank	716	631	580	525	477	437	403
Kühl-Gefriergerät	408	415	414	405	395	385	378
Gefriergerät	678	645	613	569	533	501	472
Waschmaschine	660	530	466	414	375	347	323
Waschtrockner	324	362	376	381	383	387	392
Wäschetrockner	241	272	283	284	273	266	251
Farb-TV	831	891	773	595	535	463	436
Video	414	489	524	548	569	580	580
Radio, Phono	226	241	245	244	244	243	243
Dunstabzugshaube	72	76	79	80	81	82	82
Kaffeemaschine	169	184	190	191	192	190	189
Toaster	50	54	55	55	55	55	55
Fon	73	77	78	78	78	78	79
Grill	80	86	88	89	89	90	90
Bügeleisen	59	61	62	62	62	61	61
Staubsauger	60	63	64	64	64	64	64
Luftbefeuchter (o.Klima)	343	353	355	354	351	348	343
Friteuse	33	36	37	38	39	40	40
Computer	55	91	111	123	129	130	130
Mikrowelle	24	31	35	38	41	43	44
Elektroherd	1519	1551	1544	1519	1498	1481	1463
Elektro-Warmwasser	1877	1901	1871	1817	1747	1687	1632
Elektro-Warmwasser-Wärmepumpe	20	25	29	32	35	38	41
Hilfsenergie Heizungen	960	1046	1081	1101	1112	1112	1106
Elektro-Heiz-Wärmepumpe	326	454	542	601	644	673	693
Elektro-Heizungen	2807	2815	2635	2313	1985	1690	1369
Elektrisches Kleinheizgerät	548	539	523	511	502	495	492
Sonstige Verbräuche	970	1205	1436	1638	1782	1901	2001
Gemeinschaftsbeleuchtung	313	315	315	313	310	303	295
Insgesamt	16501	17199	17185	16745	16323	15887	15428

**Anhangtabelle 7-5B: Spezifischer Stromverbrauch/Gerät für ausgewählte Geräte
(M+(40) niedriger Vollzugsgrad), Energiegesetz, in GWh**

	1998	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kühlschrank	278	243	221	201	184	169	157
Kühl-Gefriergerät	345	338	303	275	254	235	219
Tiefkühlgerät	306	280	249	223	208	196	184
Elektroherd	544	542	513	492	482	473	465
Waschmaschine	284	228	209	189	178	170	163
Waschtrockner	462	485	431	389	357	337	324
Wäschetrockner	273	293	264	239	211	197	179
Farb-TV	213	219	181	135	120	103	96

Anhang 8

**Energiepolitische Massnahmen in einem
erweiterten und ergänzten Energiegesetz**

Energiepolitische Massnahmen in einem erweiterten und ergänzten Energiegesetz

Bereich	Ansatzpunkte	Konkretisierung der Massnahmen
1. Haushaltsgeräte 1.1 Neugeräte – Grossgeräte (WM, WT, KÜ, GS) – Unterhaltungselektronik (TV, VCR, Audio u.ä.) – Kleingeräte (Mixer, Toaster usw.)	1. Warendeklaration 2. Verbrauchszielwerte (spez. Verbrauch) 3. Zulassungsvorschriften	zu 1. – normierte Betriebszyklen – normierte Stromverbräuche – Effizienzklassifizierung (A bis G) zu 2.– verschärfte Zielvorgaben – dynamische Anpassung an Marktentwicklung und technischen Fortschritt zu 3. – Zulassungsbeschränkungen für ineffiziente Geräte (z.B. Verbot der drei Effizienzklassen E, F, G)
1.2 Altgeräte (Grossgeräte bei Initiative „Strom ohne Atom“)	Vorzeitiger Ersatz ineffizienter Geräte	– Finanzierungshilfe, Contracting
2. Bürogeräte (PC, Drucker, Fax, Kopierer, Monitore) Neugeräte	– Warendeklaration – Zielwerte (spez. Verbrauch) – Zulassungsvorschriften – Förderung (im Falle FAG)	Massnahmen wie bei den Haushaltsgeräten (1.1)
3. Gebäude 3.1 Widerstandsheizungen	– Bewilligungspflicht – Ersatz Altanlagen	– Keine Bewilligung für Widerstandsheizungen (neue oder Ersatz bestehender Anlagen); Ausnahmen möglich für Zivilschutzgebäude, normalerweise unbeheizte Räume usw.) – Finanzierungshilfe Contracting

Bereich	Ansatzpunkte	Konkretisierung der Massnahmen
3.2 Haustechnik a) Beleuchtung b) WRG, Lüftung, Klima c) Pumpen, Brenner, Gebläse	– Zielwerte – Zulassungsvorschriften	– Verschärfung der Anforderungen für Antriebe – Verschärfung der Anforderungen
4. Gewerbe 4.1 Gewerbliche Küchen, Gaststätten 4.2 Kleingewerbe, Handel (Grossgeräte)	– Warendeklaration – Zielwerte (– Zulassungsvorschriften) – Zielwerte (– Zulassungsvorschriften)	– Verschärfung der Anforderungen – Verschärfung der Anforderungen
5. Industrie Elektro- und Verfahrenstechnik	Querschnittstechniken (Elektromotoren, Pumpen, Ventilatoren, WRG)	– Indirekte Massnahmen (Aus-, Weiterbildung, Audits)
6. Stromangebot 6.1 Neue Erneuerbare (PV, Wind, Holz, Biogas, Geothermie)	– Ausbau Stromerzeugung – Import von zertifiziertem Ökostrom	– Verpflichtung zur Abnahme und Einspeisevergütung oder obligatorischer Zertifikatehandel mit Ökostrom (z.B. Modell Niederlande): → Zertifizierung des erzeugten Ökostroms → Verpflichtung der Verbraucher zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten (z.B. als Anteil des jeweiligen Stromverbrauchs)) – Kann auf vorgeschriebene Mengen an Zertifikaten angeschrieben werden
6.2 KVA, ARA	– Nutzung zur Stromerzeugung (ohne/mit Abwärmenutzung)	– Einspeisevergütung oder Zertifikatehandel wie für Neue Erneuerbare
6.3 Fossil-thermische Stromerzeugung – WKK	– Dezentrale WKK (BHKW, Klein-BHKW)	– Zertifikate für WKK-Strom – Zertifikatehandel – Verpflichtung der Verbraucher zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten (z.B. als Anteil am jeweiligen Stromverbrauch)

Anhang 9

Arbeitsgruppe

Die Arbeiten wurden von einer Arbeitsgruppe fachlich begleitet. Wir möchten den Mitgliedern der Arbeitsgruppe für die konstruktive Mitarbeit, ihre Anregungen und Kritikpunkte herzlich danken.

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Martin Renggli, BFE (Leitung)

Dr. Felix Andrist, BFE

Ladislav Dolecek, BFE

Christian Albrecht, seco

Conrad U. Brunner, CUB

Dr. Felix R. Bruppacher, selbständiger Berater (VSE)

Andrea Burkhardt, BUWAL

Kurt Infanger, Bundesamt für Raumentwicklung (ARE)

Prof. Eberhard Jochem, CEPE, ETH Zürich

Prof. Claude Jeanrenaud, Université Neuchâtel

Andreas Liechti, BUWAL

Dr. Ruedi Meier, Leiter Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen (EWG)

Experten der Energieperspektiven

Dr. Bernard Aebischer, CEPE, ETH Zürich

Dr. Walter Baumgartner, Basics AG, Zürich

Dr. Ch. Muggli, Basics AG, Zürich

André Müller, Ecoplan

Marcel Wickart, Ecoplan

Konrad Eckerle, Prognos AG, Basel

Konrad Haker, Prognos AG, Basel

Peter Hofer, Prognos AG, Basel